



N° 4463

---

# ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

TREIZIÈME LÉGISLATURE

---

---

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 7 mars 2012.

## RAPPORT D'INFORMATION

DÉPOSÉ

*en application de l'article 146 du Règlement*

PAR LA COMMISSION DES FINANCES, DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE ET DU CONTRÔLE BUDGÉTAIRE

*relatif à la situation financière et aux perspectives d'Électricité de France  
et d'Areva*

ET PRÉSENTÉ

PAR MM. Marc GOUA et Camille de ROCCA SERRA

Députés

---



## SOMMAIRE

	Pages
<b>INTRODUCTION</b> .....	7
<b>I.– SI LES CHARGES FUTURES INCOMBANT À LA FILIÈRE ÉLECTRONUCLÉAIRE SONT BIEN PROVISIONNÉES DANS LES COMPTES DES DEUX EXPLOITANTS, LEUR POIDS FINAL RESTE VRAISEMBLABLEMENT SOUS-ESTIMÉ</b> .....	9
A.– LES HYPOTHÈSES DE DÉPENSES FUTURES.....	9
1.– Les difficultés inhérentes à l'évaluation des charges futures.....	10
<i>a) Une évaluation rendue délicate par un ensemble de facteurs</i> .....	10
<i>b) ... dont le résultat dépend d'une donnée stratégique : la durée de vie des centrales</i> .....	11
2.– Les charges futures actuellement estimées pour l'ensemble des opérateurs .....	13
B.– L'ÉVALUATION DES CHARGES FUTURES D'EDF .....	14
1.– Des charges de démantèlement dont l'évaluation n'est pas définitive .....	14
<i>a) Démantèlement des installations arrêtées : des charges sans doute appelées à augmenter en fonction de l'évolution des devis</i> .....	15
<i>b) Démantèlement des installations en exploitation : des charges vraisemblablement sous-estimées</i> .....	16
2.– Des charges liées à la gestion des combustibles usés évaluées de façon certaine ....	17
3.– Des charges liées à la gestion des déchets radioactifs non stabilisées .....	18
4.– Une couverture par des actifs dédiés insuffisante.....	19
C.– L'ÉVALUATION DES CHARGES FUTURES D'AREVA.....	20
1.– Des charges de démantèlement susceptibles d'augmenter .....	20
2.– Des charges liées à la gestion des déchets radioactifs en cours d'estimation .....	21
3.– Une couverture par les actifs dédiés bien ajustée.....	22
<b>II.– EDF : UNE STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT À L'INTERNATIONAL QUI A PESÉ SUR SES CHOIX D'INVESTISSEMENT ET DE PARTENARIAT ; UN CONTEXTE NOUVEAU QUI DEVRAIT FAIRE ÉVOLUER CES ARBITRAGES</b> .....	25
A.– SANS AVOIR ÉTÉ NÉGLIGÉS, LA MAINTENANCE ET L'ACCOMPAGNEMENT DE L'ÉVOLUTION DE L'APPAREIL DE PRODUCTION NATIONAL N'ÉTAIENT PLUS LES PRIORITÉS DU GROUPE .....	25
1.– Confrontée à un nouveau contexte concurrentiel, EDF a privilégié son développement à l'international.....	25
<i>a) L'internationalisation comme relais de croissance et de préservation de ses compétences ..</i>	25
<i>b) La recherche privilégiée de la rentabilité financière</i> .....	28

2.– L'importance des montants mobilisés par son développement externe a conduit l'entreprise à maintenir, jusqu'à récemment, un relatif sous-investissement dans l'outil de production français.....	35
3.– La nouvelle logique concurrentielle semble également avoir inspiré une stratégie de conquête commerciale parfois contraire à la solidarité de la filière française de l'électronucléaire.....	38
<b>B.– DES POSITIONNEMENTS QUE LE NOUVEAU CONTEXTE DEVRAIT L'AMENER À RÉVISER.....</b>	<b>41</b>
1.– Un contexte profondément modifié, de nouvelles exigences nationales .....	41
<i>a) Des investissements dans la maintenance lourde qui ne peuvent plus être différés et pourraient au moins doubler.....</i>	<i>42</i>
<i>b) L'aboutissement du nouveau positionnement commercial et partenarial demandé par le CPN.....</i>	<i>46</i>
2.– Une marge de manoeuvre financière plus contrainte .....	49
<i>a) Un plan d'action stratégique 2011-2015 qui a l'ambition de conjuguer les priorités nationales avec ses engagements internationaux.....</i>	<i>49</i>
<i>b) Des résultats 2011 satisfaisants.....</i>	<i>51</i>
<i>c) Le financement du plan d'investissements prévu pour la période 2011-2015.....</i>	<i>56</i>
<b>III.– AREVA : L'ENTREPRISE DÉTIENT LES ATOUTS NÉCESSAIRES POUR REBONDIR, AU PRIX DE CHOIX FINANCIERS ET INDUSTRIELS RIGoureux.....</b>	<b>63</b>
<b>A.– BILAN 2007-2011 : UNE NETTE DÉGRADATION DE LA PERFORMANCE ÉCONOMIQUE DE L'ENTREPRISE.....</b>	<b>64</b>
1.– Des résultats 2011 qui confirment le caractère préoccupant de la situation financière d'Areva .....	64
<i>a) Une situation financière dégradée.....</i>	<i>64</i>
<i>b) Résultat d'une course au développement insuffisamment autofinancé.....</i>	<i>68</i>
<i>c) ... et d'un fort provisionnement en 2011 : 2,8 milliards d'euros .....</i>	<i>70</i>
2.– L'impact de l'acquisition d'UraMin .....	74
<i>a) Les motivations de l'opération .....</i>	<i>76</i>
<i>b) L'évaluation du projet .....</i>	<i>79</i>
<i>c) La réalisation du projet.....</i>	<i>88</i>
3.– Les surcoûts de l'EPR finlandais .....	93
<b>B.– EN DÉPIT DES DIFFICULTÉS FINANCIÈRES TRAVERSÉES, AREVA CONSERVE DE SOLIDES ATOUTS .....</b>	<b>96</b>
1.– Un excellent positionnement sur des secteurs porteurs, un modèle économique et industriel pertinent.....	96
<i>a) Les atouts du modèle intégré.....</i>	<i>96</i>
<i>b) Un excellent positionnement dans des secteurs porteurs.....</i>	<i>97</i>
2.– Un carnet de commande peu touché par l'après-Fukushima et conforté par le partenariat stratégique commercial avec EDF.....	99
3.– Un budget de recherche et développement maintenu .....	102

4.– L'entreprise prête pour saisir les opportunités à venir : la filialisation de la branche Mines .....	103
C.– L'ENTREPRISE DOIT CEPENDANT ÊTRE PLUS VIGILANTE DANS SA GESTION.....	104
1.– Un programme d'investissements revu à la baisse, mais des investissements de sûreté préservés .....	105
<i>a) Des investissements prioritaires dans la sûreté nucléaire, au poids encore incertain.....</i>	105
<i>b) Des arbitrages en faveur de la pérennisation de l'outil industriel du groupe .....</i>	106
2.– Un recentrage sur le cœur de métier : la cession d'actifs non stratégiques.....	107
3.– La rationalisation des coûts sur les fonctions support .....	109
D.– LES QUESTIONS EN SUSPENS .....	110
1.– Les conséquences sur l'emploi au sein du groupe.....	110
2.– Des interrogations sur la soutenabilité financière du plan « Action 2016 » .....	112
<b>EXAMEN EN COMMISSION .....</b>	<b>115</b>
<b>ANNEXE : LISTE DES AUDITIONS RÉALISÉES PAR LES RAPPORTEURS EN 2012 .....</b>	<b>131</b>



## INTRODUCTION

Contrôler les finances publiques, c'est aussi suivre l'activité des entreprises publiques et l'exercice par l'État de son rôle de stratège.

La commission des Finances y attache d'autant plus d'importance que le secteur public occupe des positions clés pour l'avenir de l'économie française. C'est ainsi qu'elle avait souhaité entendre Mme Anne Lauvergeon, présidente du directoire d'Areva, sur les perspectives et la stratégie de l'entreprise, le 14 juin 2011, peu avant le changement de direction de l'entreprise <sup>(1)</sup>.

Électricité de France et Areva : ces deux entreprises sont au point de rencontre d'enjeux majeurs de stratégie industrielle, d'investissements publics et de choix de société, avec la perspective, au cours des années à venir, du renouvellement du parc nucléaire français. La catastrophe de Fukushima, en renforçant l'attente des citoyens en faveur de la sécurité de la filière nucléaire, a encore accru la marge d'incertitude sur l'évaluation des coûts futurs.

C'est pourquoi, afin d'éclairer les choix politiques à venir, le bureau de la commission des Finances a chargé, le 21 juin 2011, les rapporteurs spéciaux de l'*Énergie* et des *Participations financières de l'État* d'une mission d'information sur la situation financière et les perspectives d'Électricité de France et d'Areva.

Chacun des rapporteurs a présenté, à la fin du mois d'octobre 2011, un premier point d'étape de ses contrôles dans son rapport spécial sur le projet de loi de finances pour 2012 <sup>(2)</sup>. Est notamment dressé un bilan des résultats opérationnels et financiers des deux groupes sur la période 2007-2010.

Depuis lors, un nouveau plan d'actions stratégique d'Areva a été adopté ; la Cour des comptes remettait le 31 janvier 2012 au Premier ministre un rapport de référence sur les coûts de la filière électronucléaire ; enfin, les rapporteurs ont pu prendre connaissance des comptes 2011, à peine arrêtés par les deux entreprises (mi février et début mars), avant le bouclage de leur étude.

Le présent rapport a pour objet de présenter la synthèse des informations les plus récentes sur les deux entreprises publiques, dans le contexte de leur filière industrielle.

\*

\* \*

---

(1) Audition devant la commission des Finances : [http://www.assemblee-nationale.fr/13/cr-cfiab/10-11/c1011082.asp#P13\\_367](http://www.assemblee-nationale.fr/13/cr-cfiab/10-11/c1011082.asp#P13_367).

(2) Rapport général n° 3805, annexe n° 14, Écologie, développement et aménagement durables – Énergie, M. Marc Goua, Rapporteur spécial, pages 15 et suivantes, et annexe n° 42, Participations financières de l'État, M. Camille de Rocca Serra, Rapporteur spécial, pages 6 et suivantes.

**Électricité de France (EDF)** est le premier groupe producteur d'électricité en Europe. Il exploite la totalité du parc français de centrales nucléaires. Il a toute responsabilité, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), sur la sécurité des installations qu'il exploite. Il est chargé de leur contrôle permanent, de leur maintenance et de leur rénovation.

**Areva** est le premier groupe industriel mondial dans le domaine du nucléaire. Son intervention se situe à toutes les étapes du cycle nucléaire : activité minière, préparation du combustible, conception et construction des réacteurs nucléaires, recyclage des combustibles usés, transport, assainissement des sites et démantèlement.

En tant qu'exploitantes de la filière nucléaire, ces deux entreprises sont soumises à des contraintes de gestion particulières qui justifient leur structure financière. La production d'électricité nucléaire a en effet pour caractéristique d'engendrer des coûts extrêmement importants à l'issue de la période de production. La loi <sup>(1)</sup> prévoit que les exploitants **intègrent dans leurs bilans les provisions nécessaires pour couvrir l'ensemble de ces coûts futurs.**

---

(1) Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.

## I.- SI LES CHARGES FUTURES INCOMBANT À LA FILIÈRE ÉLECTRONUCLÉAIRE SONT BIEN PROVISIONNÉES DANS LES COMPTES DES DEUX EXPLOITANTS, LEUR POIDS FINAL RESTE VRAISEMBLABLEMENT SOUS-ESTIMÉ

L'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires distingue trois catégories de charges futures :

- le démantèlement des installations à la fin de leur exploitation ;
- la gestion des combustibles usés ;
- la reprise et le conditionnement de déchets anciens, la gestion à long terme de colis de déchets radioactifs et la surveillance après fermeture des stockages.

L'article 20 de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs oblige les exploitants nucléaires à évaluer « *de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ou, pour leurs installations de stockage de déchets radioactifs, leurs charges d'arrêt définitif, d'entretien et de surveillance. Ils évaluent de la même manière, en prenant notamment en compte l'évaluation fixée en application de l'article L. 542-12 du code de l'environnement, les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs.* »

### A.- LES HYPOTHÈSES DE DÉPENSES FUTURES

Dans le contexte d'inquiétude qui a suivi la catastrophe de Fukushima de mars 2011 et des nouveaux enjeux induits pour la conduite de la politique énergétique de la France, le Gouvernement a demandé à la Cour des comptes de vérifier l'ensemble des coûts liés à la production d'électricité nucléaire, un exercice qui n'avait jamais été réalisé auparavant.

Dans son rapport rendu public le 31 janvier 2012<sup>(1)</sup>, la Cour fait notamment le point sur les montants estimés des charges futures incombant aux exploitants (charges pour démantèlement, gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs), et dont la dernière évaluation officielle datait de 2005<sup>(2)</sup>.

Ses analyses l'amènent à deux constats : le premier est que, si par nature le montant des charges futures est incertain, c'est en partie parce qu'il est fortement lié aux décisions à venir concernant la durée de vie des centrales. Le second est qu'il n'y a pas de coûts cachés ; les charges futures sont bien provisionnées dans les comptes des deux entreprises examinées, mais la probabilité que leur estimation soit revue à la hausse est forte.

---

(1) Rapport public thématique de la Cour des comptes de janvier 2012 : « Les coûts de la filière électronucléaire » - [http://www.ccomptes.fr/fr/CC/documents/RPT/Rapport\\_thematique\\_filiere\\_electronucleaire.pdf](http://www.ccomptes.fr/fr/CC/documents/RPT/Rapport_thematique_filiere_electronucleaire.pdf).

(2) Rapport de la Cour des comptes de 2005 : « Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs » - <http://www.ccomptes.fr/fr/CC/documents/RPT/RapportRadioactifsnucléaire.pdf>.

## 1.– Les difficultés inhérentes à l'évaluation des charges futures

### *a) Une évaluation rendue délicate par un ensemble de facteurs...*

Le chiffrage des dépenses futures liées à l'exploitation du parc des réacteurs français est par nature délicat.

Il se fonde, en effet, sur un ensemble de paramètres et d'hypothèses amenés à évoluer dans le temps, en fonction de l'avancement de l'état général des connaissances (impact sur le coût de gestion des déchets radioactifs), des retours d'expérience à venir (impact sur les charges de démantèlement) et des décisions concernant la durée de vie des centrales (impact sur la rentabilité des investissements en cas de prolongation).

L'exercice d'évaluation est compliqué par plusieurs séries de considérations :

– l'hétérogénéité du parc de réacteurs nucléaires français : les neuf réacteurs de première génération amenés à être démantelés relèvent de quatre technologies différentes (graphite-gaz, eau légère, gaz-eau lourde et réacteurs à eau pressurisée – REP), ce qui rend difficile les comparaisons tant les caractéristiques techniques sont spécifiques à chaque cas ;

– le fait qu'il n'existe pas, dans le monde, de précédent d'opération de démantèlement de centrales nucléaires à grande échelle qui permettrait d'établir des comparaisons de coûts pertinentes ;

– les comparaisons internationales n'apportent pas d'enseignement satisfaisant : compte tenu des disparités entre les réglementations, les stratégies, les organisations des exploitants et les technologies des réacteurs, les extrapolations n'ont pas vraiment de sens ;

– le niveau de précision de l'évaluation est différent selon la nature des dépenses considérées : si les estimations des charges relatives à la gestion des combustibles usés sont relativement certaines, celles relatives à la gestion des déchets radioactifs sont en revanche beaucoup plus fragiles car leur montant dépend des évolutions techniques futures et des arbitrages à venir ;

– interviennent enfin des questions de calendrier : les chiffrages retenus par les exploitants n'intègrent pas, au 31 décembre 2010, les coûts induits par les exigences supplémentaires de l'Autorité de sûreté nucléaire demandées à la suite de l'audit mené sur l'ensemble des installations nucléaires en 2011 pour tirer les conséquences de l'accident de Fukushima et en améliorer la robustesse (ce point est développé plus loin dans le présent rapport).

Toutes ces incertitudes **affectent la qualité de la prévision de ces charges futures**, sans compter que leur répartition, entre charges de maintenance et charges de démantèlement ou de gestion des déchets, sera déterminée par les **décisions prises concernant la durée de vie des centrales**.

b) ... dont le résultat dépend d'une donnée stratégique : la durée de vie des centrales

La plupart des centrales nucléaires françaises ont été construites sur un temps très court, dans les années 1980 et 1990, et conçues initialement pour fonctionner durant trente ans. Mais un **horizon de quarante ans** a été vite admis par l'ensemble des acteurs comme raisonnablement envisageable, et plus optimal pour la rentabilité de ces investissements. Les premières visites décennales destinées à examiner les conditions de cette prolongation du fonctionnement des centrales françaises pendant dix ans supplémentaires ont débuté en 2010.

Le tableau suivant montre que le parc nucléaire français est vieillissant.

ÂGE DES 58 RÉACTEURS EN ACTIVITÉ EN FRANCE

	Nombre	Part relative
Moins de 10 ans	2	3 %
Entre 10 et 15 ans	2	3 %
Entre 15 et 20 ans	5	8 %
Entre 20 et 25 ans	7	12 %
Entre 25 et 30 ans	23	40 %
Plus de 30 ans	19	32 %

Source : EDF.

Au 31 décembre 2011

**En 2012, la moyenne d'âge du parc est de 26,8 ans**, 22 réacteurs sur 58 auront atteint leurs 40 ans d'ici 2022 (et la totalité des 58 réacteurs aura plus de 40 ans en 2050).

Cela signifie que **pour conserver le niveau de production d'électricité actuel, la France devrait construire 11 EPR d'ici la fin de l'année 2022**, une performance difficilement réalisable tant sur le plan financier que sur le plan industriel.

**Ce contexte pousse à la décision de tout mettre en œuvre pour que la durée de vie des centrales en France soit donc prolongée au delà de 40 ans** <sup>(1)</sup>.

En France, aucune réglementation n'impose une durée de vie maximale des centrales mais l'article 29 de la loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire du 13 juin 2006 prévoit : « *L'exploitant d'une installation nucléaire de base procède périodiquement au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales. Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des*

---

(1) Le vieillissement du parc n'est pas propre à la France, mais il est plus marqué dans notre pays. En 2012, sur 435 réacteurs nucléaires fonctionnant dans 31 pays différents, 152 réacteurs ont plus de 30 ans (35 %) et 19 seulement ont plus de 40 ans (4 %).

*règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire [...] un rapport comportant les conclusions de cet examen [...] Après analyse du rapport, l'Autorité de sûreté nucléaire peut imposer de nouvelles prescriptions techniques. [...] Les réexamens de sûreté ont lieu tous les dix ans.»*

Les premiers réacteurs ayant fait l'objet de leur troisième visite décennale sont ceux de Tricastin 1 <sup>(1)</sup> (visite achevée en août 2009) et de Fessenheim 1 <sup>(2)</sup> (visite achevée en mars 2010). La prolongation de leur exploitation a été **autorisée par l'Autorité de sûreté nucléaire pour dix ans supplémentaires, sous réserve de la réalisation de travaux pour en conforter la sûreté**. Cette exploitation peut donc se poursuivre jusqu'à leur prochain examen décennal, qui interviendra respectivement en 2019 et 2020.

**Le Conseil de politique nucléaire du 8 février 2012 a confirmé que le processus permettant de préparer la validation d'une durée de fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans doit être poursuivi.**

C'est également la conclusion à laquelle aboutit **la Commission 2050** dans son **rapport** <sup>(3)</sup> remis au Gouvernement le 13 février dernier. Rappelons qu'à la fin de l'année 2011, le ministre de l'Industrie Éric Besson a chargé M. Jacques Percebois, professeur et économiste, et M. Claude Mandil, ancien directeur de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), de présider une commission pluraliste et ouverte afin de mener une analyse des différents scénarios de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050.

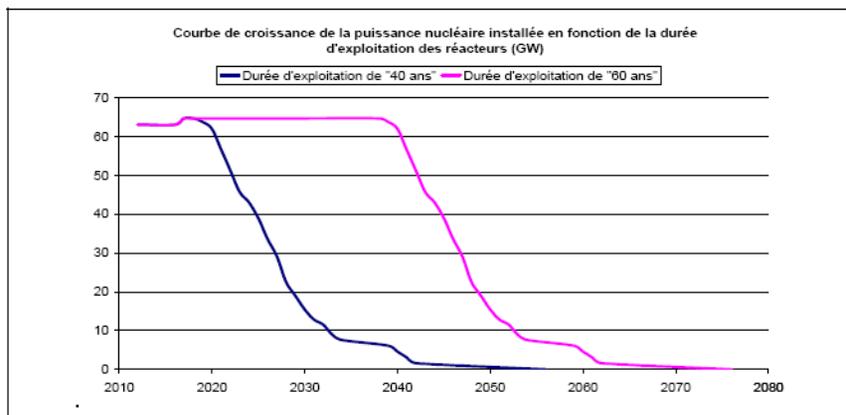
Le graphique suivant illustre en effet le « mur de la baisse de capacité » du parc de production nucléaire actuel en fonction de la durée d'exploitation, jusqu'à la quatrième visite décennale et jusqu'à la sixième. Il montre que **l'effort de remplacement est massif sur une décennie, entre 2020 et 2030 dans le premier cas (arrêt à 40 ans), et entre 2040 et 2050 dans le second (arrêt à 60 ans).**

---

(1) Date de mise en service : 1980.

(2) Date de mise en service : 1977.

(3) Le rapport est consultable à l'adresse : <http://www.economie.gouv.fr/energies2050>.



Source : Rapport de la Commission 2050.

Dès 2003, EDF a fait évoluer sa base de calcul des amortissements comptables, en portant la durée de fonctionnement de ses centrales de 30 ans à 40 ans.

Mais l'objectif affiché est d'aller bien au-delà et l'entreprise se montre confiante sur sa capacité à atteindre les conditions techniques nécessaires pour exploiter ses tranches jusqu'à 60 ans. Selon elle, les éléments de comparaison internationale la confortent dans cette hypothèse : à ce jour, 60 centrales américaines ont déjà vu leur licence prolongée à 60 ans. EDF a d'ores et déjà entamé avec l'ASN les discussions techniques portant sur un plus long terme, dans une perspective de 60 ans d'exploitation, une visibilité supérieure à 10 ans lui semblant très nécessaire pour conduire son programme industriel et les mises en sécurité demandées après l'accident de Fukushima.

**Le Conseil de politique nucléaire du 8 février 2012 a par ailleurs décidé de compléter la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, qui doit être présentée au Parlement en 2013, par une planification préparée à l'horizon 2030.**

2.- Les charges futures actuellement estimées pour l'ensemble des opérateurs

Les tableaux suivants présentent la synthèse des charges à venir <sup>(1)</sup> pour l'ensemble des exploitants de la filière électronucléaire française : **elles sont estimées au total à 79,4 milliards d'euros**. Ils donnent également un aperçu de la situation des provisions constituées pour couvrir ces charges, dont le montant total s'élève à **38,4 milliards d'euros**<sup>(2)</sup>.

(1) Par définition, celles-ci n'englobent pas les travaux de renforcement de la sûreté, de prolongation d'activité des centrales ou de remplacement - évoqués dans les parties suivantes du présent rapport.

(2) Le montant de ces provisions repose sur le choix d'un taux d'actualisation nominal de 5 %.

## CHARGES BRUTES DE LA FILIÈRE ÉLECTRONUCLÉAIRE

(en millions d'euros 2010)

Charges brutes	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	20 902,9	7 108,4	3 911,2		31 922,5
Gestion du combustible usé	14 385,8		419,9		14 805,7
Gestion des déchets radioactifs	23 016,9	2 859,1	2 402,8	83,5	28 362,3
Derniers cœurs	3 791,5				3 791,5
Autres charges futures		496,7	36,3		533
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	<b>62 097,1</b>	<b>10 464,2</b>	<b>6 770,2</b>	<b>83,5</b>	<b>79,415</b>
	78 %	13 %	9 %		100 %

Source : Cour des comptes.

## PROVISIONS DE LA FILIÈRE ÉLECTRONUCLÉAIRE

(en millions d'euros 2010)

Provisions	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	11 030,9	3 421,4	2 944		17 396,3
Gestion du combustible usé	8 850,9		303,1		9 154
Gestion des déchets radioactifs	6 508,8	1 823,4	1 178,5	41,3	9 552
Derniers cœurs	1 905,9				1 905,9
Autres provisions pour charges futures		359,5	27,7		387,2
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	<b>28 296,5</b>	<b>5 604,3</b>	<b>4 453,3 (1)</b>	<b>41,3</b>	<b>38 395,4</b>
<i>Part relative</i>	74 %	15 %	12 %		100 %
<b>dont provisions à couvrir par des actifs dédiés</b>	<b>17 910*</b>	<b>5 456**</b>	<b>4 453***</b>	<b>41,3</b>	<b>27 860,3</b>
Provision / charges brutes	46 %	54 %	66 %	49 %	48 %

Source : Cour des comptes.

(1) dont 158,8 millions d'euros hors périmètre de la loi de 2006.

\* n'inclut pas la provision pour gestion du combustible usé (qui fait partie du cycle d'exploitation) et une partie des provisions pour derniers cœurs.

\*\* y c. 214 millions d'euros de provisions devant être couvertes par des tiers.

\*\*\* y c. 158,8 millions d'euros de provisions hors du périmètre de la loi du 28 juin 2006.

**Dans le cadre du présent rapport, ne sont détaillées ci-après que les charges inscrites dans les comptes de résultat des entreprises soumises à l'audit : EDF et Areva.**

### B.- L'ÉVALUATION DES CHARGES FUTURES D'EDF

#### 1.- Des charges de démantèlement dont l'évaluation n'est pas définitive

Lors de son audition, M. Bernard Bigot, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), a résumé le cycle de vie d'une centrale nucléaire pour mettre en évidence l'enjeu lié à la gestion du temps : une centrale nucléaire représente un cycle de vie total de 100 ans, segmenté de la façon suivante : 10 ans pour la construction, 60 ans pour la production et 30 ans pour le démantèlement.

Ce rappel montre que les opérations de démantèlement, complexes et longues, interviennent à des échéances lointaines qui rendent difficile leur estimation.

En France, ce sont les exploitants eux-mêmes qui doivent répondre de l'obligation de remise en état des sites utilisés. Tous ont fait le choix d'un démantèlement immédiat <sup>(1)</sup> de leurs installations, une stratégie recommandée par l'ASN parce qu'elle « *permet notamment de ne pas faire porter le poids des démantèlements sur les générations futures, tant sur les plans techniques et financiers* ».

Les charges globales de démantèlement d'EDF sont récapitulées dans le tableau suivant.

**CHARGES DE DÉMANTÈLEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES D'EDF**

(au 31 décembre 2010)

	En milliards d'euros 2010	Nombre d'installations
Installations arrêtées <sup>(1)</sup>	2 504,4	12
Installations en exploitation	18 398,5	62
<b>TOTAL</b>	<b>20 902,9</b>	<b>74</b>

(1) Il s'agit des restes à payer et non du coût total du démantèlement de ces installations.

Source : Cour des comptes.

*a) Démantèlement des installations arrêtées : des charges sans doute appelées à augmenter en fonction de l'évolution des devis*

Les douze installations arrêtées sont constituées par neuf réacteurs de la première génération et de trois installations annexes <sup>(2)</sup>.

Le devis total de démantèlement de ces installations s'élève à **4 milliards d'euros**. L'évaluation de **2,5 milliards d'euros** restant à payer s'appuie sur des devis régulièrement mis à jour depuis 2008 <sup>(3)</sup> et dont la prochaine révision doit intervenir en 2012.

Dans son rapport public thématique précité, la Cour des comptes montre que l'évolution des devis de démantèlement des réacteurs connaît des variations fortement contrastées : les coûts ont été révisés à la hausse (+ 26 %) pour le site de Brennilis entre 2008 et 2011 mais à la baisse (– 23 %) pour le site de Chooz A sur la même période.

Aussi, compte tenu de la difficulté inhérente à l'estimation des coûts réels des opérations de démantèlement, elle regrette que les « *devis ne soient pas présentés avec des marges d'incertitude qui permettraient de mieux en mesurer la portée* ».

Elle évoque également un rapport d'audit interne d'EDF du 31 mars 2011 qui conclue à la réévaluation probable en 2012 des charges de démantèlement pour deux sites (Chooz A et Superphénix), et ce, dans des proportions aujourd'hui non chiffrables.

(1) Les deux autres possibilités identifiées sont le démantèlement différé et le confinement sûr.

(2) Il s'agit des sites de Chinon, Bugey, Saint-Laurent-des-Eaux, Chooz A, Brennilis et du réacteur Superphénix.

(3) Les premiers devis ont été établis en 2001, révisés en 2003, puis 2006 et 2008.

*b) Démantèlement des installations en exploitation : des charges vraisemblablement sous-estimées*

Les charges futures pour démantèlement sont estimées par EDF à **18,4 milliards d'euros** <sup>(1)</sup> au 31 décembre 2010. Pour la Cour des comptes, il s'agit d'une estimation *a minima*, dont le montant devra vraisemblablement être relevé pour les trois raisons suivantes.

- Ce résultat est obtenu en appliquant la méthode dite des « coûts de référence » <sup>(2)</sup>. Une méthode qui ne convainc pas la Cour car selon elle, elle « *ne repose pas sur un calcul réel ni sur une analyse précise du démantèlement d'une centrale d'EDF* ».

Elle recommande donc l'utilisation d'une autre méthode, la « méthode Dampierre 09 » <sup>(3)</sup>, qui aboutit certes à un résultat total légèrement inférieur (17,4 milliards d'euros) mais qui intègre les retours d'expérience du démantèlement du parc arrêté de première génération et des expériences étrangères (aux États-Unis en particulier), ce qui accroît, selon elle, la probabilité d'aboutir à un résultat aussi proche que possible des besoins réels anticipés. La Cour admet néanmoins ne pas être en mesure de porter un jugement sur le niveau du montant ainsi obtenu. <sup>(4)</sup>

- Dans ses calculs, qu'il s'agisse du parc arrêté ou du parc en exploitation, EDF n'intègre pas le risque lié à la dépollution des sites après démantèlement. À ce jour, ce coût supplémentaire lié aux opérations d'assainissement n'est pas estimé. **Les charges de démantèlement pourraient ainsi augmenter du fait du niveau d'exigence fixée dans le futur aux normes de dépollutions des sites.** Un point évoqué lors de son audition par M. Bernard Bigot, administrateur général du CEA, qui a tenu à rappeler que plus le niveau de dépollution demandé est élevé (image du retour à l'herbe), plus le coût est exponentiellement élevé.

- Enfin, même si, compte tenu de la diversité des situations des parcs de centrales nucléaires dans les autres pays, les comparaisons internationales n'ont guère de sens en tant que telles, la Cour a effectué un travail de recensement des données disponibles, mises en forme dans le tableau ci-après. Cette comparaison met en avant les deux points suivants :

---

(1) Aux charges de démantèlement proprement dites (18,1 milliards d'euros) s'ajoutent le devis prévisionnel du coût du démantèlement et du traitement des générateurs de vapeur déjà remplacés (197,3 millions d'euros) et des quatre autres installations intégrées au programme (83,2 millions d'euros).

(2) Cette évaluation repose sur une étude réalisée en 1979 par la commission PEON (commission pour la production d'électricité d'origine nucléaire), confirmée par une nouvelle étude du ministère de l'Industrie datant de 1991. Le calcul des charges repose sur l'application d'un « coût de référence » exprimé en F/kW, à la puissance installée de chaque tranche.

(3) Cette étude, dite Dampierre car réalisée sur la centrale du même nom, a été effectuée par EDF entre 1996 et 1999 (Dampierre 98). Ses résultats ont été réactualisés en 2009 (Dampierre 09).

(4) « Il n'est pas possible à la Cour aujourd'hui de valider les résultats de la méthode Dampierre qui reposent sur des choix de paramètres relevant du domaine technique pour lequel elle n'a pas de compétence ni de légitimité particulière ».

– en premier lieu, la forte dispersion des résultats obtenus (allant de 18 à 62 milliards d’euros), qui illustre le degré d’incertitude qui règne sur ce sujet au niveau mondial ;

– en second lieu, la faiblesse de l’estimation d’EDF, borne basse de la fourchette.

**EXTRAPOLATION DU COÛT DE DÉMANTÈLEMENT DU PARC ACTUEL :  
11 COMPARAISONS INTERNATIONALES**

(en milliards d’euros 2010)

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

Source : Cour des comptes.

EDF présente plusieurs arguments pour justifier cette estimation basse : son parc de réacteurs étant standardisé et homogène, elle compte sur des effets de série ; la filière à eau pressurisée est parmi les moins onéreuses à démonter ; les sites sont équipés de 2, 4 voire 6 tranches, ce qui minimise pour chaque tranche la part des frais de site ; une réutilisation industrielle des sites est prévue ; unique propriétaire, exploitant, futur architecte ensemblier de la déconstruction de ce parc, elle bénéficie de l’expertise d’une entité en interne, spécialisée dans ce domaine.

Néanmoins, les **audits** que la **direction générale de l’Énergie et du climat (DGEC)** doit mener d’ici 2013 apparaissent tout à fait nécessaires pour lever tout ou partie des incertitudes qui caractérisent les estimations de coûts liés au démantèlement. La poursuite de ces audits vient d’être décidée par le Conseil de politique nucléaire du 8 février 2012.

**2.– Des charges liées à la gestion des combustibles usés évaluées de façon certaine**

L’essentiel du combustible usé issu de la filière électronucléaire française provient des centrales du parc actuel et c’est à EDF qu’incombe de supporter la presque intégralité <sup>(1)</sup> des coûts liés à la gestion des combustibles usés.

---

(1) Le CEA assure la gestion des combustibles usés issus de ses réacteurs de recherche. La charge s’élève à 0,4 milliard d’euros.

Le tableau suivant montre que la charge pour EDF s'élève à **14,4 milliards d'euros**.

**LES CHARGES BRUTES DE GESTION DES COMBUSTIBLES USÉS**

(en millions d'euros 2010)

	Charges brutes au 31 décembre 2010	
EDF	14 385,8	97 %
CEA civil	419,9	3 %
<b>TOTAL</b>	<b>14 805,7</b>	<b>100 %</b>

Source : Cour des comptes.

L'essentiel de ces provisions est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec Areva et ne comporte pas d'incertitude majeure.

**3.– Des charges liées à la gestion des déchets radioactifs non stabilisées**

Le total des charges brutes relatives à la gestion future de ces déchets s'élève à 28,3 milliards d'euros au 31 décembre 2010 pour l'ensemble des exploitants.

La part qui incombe à EDF s'élève à **23 milliards d'euros** (81 %).

**EDF – CHARGES BRUTES POUR GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS**

(en millions d'euros)

Charges brutes	Montant
<b>Gestion à long terme des déchets</b>	21 958
– dont déchets HA et MAVL	19 791
– dont déchets TFA et FMAVC	1 440
– dont déchets FAVL	727
<b>Charges après fermeture des centres de stockage<sup>(1)</sup></b>	1 056
<b>Reprise et conditionnement des déchets anciens</b>	–
<b>TOTAL</b>	<b>23 014</b>

Source : Cours des comptes, exploitants.

(1) : Surveillance, entretien de la couverture du centre, fiscalité

HA : haute activité

MAVL : moyenne activité à vie longue

TFA : très faible activité

FMAVC : faible et moyenne activité à vie courte

FAVL : faible activité à vie longue

Mais ce montant devra certainement être revu à la hausse compte tenu de trois raisons.

• **Le coût du projet de centre industriel de stockage réversible en couche géologique profond (projet Cigéo) n'est pas encore stabilisé** : pour la part correspondant à la gestion des déchets à haute ou moyenne activité à vie longue, les charges sont calculées sur la base d'un devis de 2005 de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), qui a évalué le coût du projet entre 13,5 et 16,5 milliards d'euros.

La réactualisation en 2009 de ce devis annonce une réévaluation allant de 21 à 26 milliards d'euros<sup>(1)</sup>. Un nouveau chiffrage contesté par les exploitants qui avancent pour leur part la somme de 14,4 milliards d'euros (données présentées dans leur **projet STI**). Areva a indiqué aux rapporteurs que la question du démantèlement a été appréhendée dès la conception des installations les plus récentes du groupe, notamment à La Hague ou au Tricastin. Une réévaluation périodique des devis de démantèlement est également réalisée (triennale en phase d'exploitation, annuelle en phase de préparation du démantèlement).

Le Conseil de politique nucléaire du 8 février 2012 a annoncé que les travaux en cours sur la détermination du devis pour le stockage réversible des déchets en couche géologique profonde seront menés à leur terme d'ici la fin de cette année. Si le résultat confirme l'estimation faite par l'ANDRA, le calcul de la provision se trouvera significativement affecté à la hausse.

• **Une inconnue porte sur le coût du stockage direct du MOX<sup>(2)</sup> et de l'uranium de retraitement enrichi (URE)** produits chaque année, une solution qui n'est pas utilisée à ce jour mais dont la mise en œuvre viendrait impacter le coût total du centre de stockage réversible géologique profond compte tenu des aménagements nécessaires.

• **Le caractère valorisable de certains déchets pourrait être remis en cause à l'avenir** : les capacités de réutilisation de l'uranium appauvri dépendent en particulier de l'éventuelle mise en service des réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération<sup>(3)</sup>. Des scénarios alternatifs de stockage, qui entraîneraient des coûts complémentaires, ne sont pas à exclure. Areva précise toutefois que l'évolution des devis ne se fait pas nécessairement à la hausse : le passage en 2011 en devis opérationnel pour la préparation du démantèlement de l'usine UP2/400 de La Hague a confirmé la pertinence des chiffrages effectués précédemment avec l'outil ETE-EVAL.

#### 4.— Une couverture par des actifs dédiés insuffisante

La loi de programme du 28 juin 2006 a prévu qu'à compter de l'année 2011, les exploitants d'installations nucléaires doivent couvrir par des **actifs dédiés** le montant prévisible des coûts de démantèlement des centrales et de gestion des déchets.

---

(1) *Audition de Mme Marie Claude Dupuis, directrice générale de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) le 19 janvier 2011 devant la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale.*

(2) *MOX (abréviation de Mélanges d'OXYdes) : un combustible constitué d'environ 7 % de plutonium et 93 % d'uranium appauvri qu'Areva est actuellement le seul à produire. C'est un débouché technique pour le retraitement nucléaire du plutonium issu des combustibles usés.*

(3) *Le CEA a été chargé des travaux sur le nucléaire de quatrième génération avec le développement des réacteurs à neutrons rapides. Le Parlement lui a notamment confié la responsabilité de proposer, à l'horizon 2020, un prototype industriel démonstrateur de la filière des réacteurs à neutrons rapides isogénérateurs qui seront capables de consommer le plutonium et de mieux valoriser l'uranium naturel et l'uranium appauvri sur notre sol.*

La situation pour EDF est récapitulée dans le tableau suivant et révèle un taux de couverture des provisions par les actifs dédiés de 88 %.

**EDF – SYNTHÈSE DES MONTANTS EN 2010**

(en millions d'euros)

Total des provisions pour opérations de fin de cycle à couvrir par des <b>actifs dédiés</b>	<b>17 910</b>	
	<b>Valeur comptable</b>	<b>Valeur de réalisation (cours au 31/12/2010)</b>
Total des actifs correspondant à ces provisions	14 421	<b>15 815</b>
Total hors titre RTE	12 405	13 491
<i>dont</i>		
<i>Obligations (États et secteur privé)</i>	<i>5 521</i>	<i>5 862</i>
<i>Actions détenues directement</i>	<i>5 415</i>	<i>5 885</i>
<i>Fonds de placement réservés</i>	<i>1 407</i>	<i>1 614</i>
<i>OPCVM monétaire</i>	<i>62</i>	<i>62</i>
Titres de la filiale (RTE)	2 015*	2 324

Source : Document de référence EDF.

\* Valeur des titres RTE dans les comptes sociaux d'EDF correspondant, pour la valeur comptable, à 50 % de la valeur d'apport de RTE en 2005 et pour la valeur de réalisation à 50 % de la valeur nette comptable de RTE au 31 décembre 2010.

À cette couverture insuffisante de 2,1 milliards d'euros s'ajoute une pratique apparue en réaction à la crise financière qui a affecté la rentabilité des portefeuilles. Elle consiste en des **participations croisées entre exploitants de la filière nucléaire, pour un montant de 6,9 milliards d'euros**, ce qui, selon la Cour des comptes, n'est pas sans poser un certain nombre de questions sur la sécurisation des actifs.

**C.– L'ÉVALUATION DES CHARGES FUTURES D'AREVA**

**1.– Des charges de démantèlement susceptibles d'augmenter**

Les charges de démantèlement d'Areva sont essentiellement constituées des charges relatives aux sept installations de La Hague, qui représentent 81,5 % des charges du groupe, et de celles du démantèlement de l'usine George Besse 1 d'Eurodif, filiale d'Areva, qui en représente 9,2 %.

Au total, les charges brutes de démantèlement sont estimées à **7,1 milliards d'euros**, répartis de la façon suivante.

**CHARGES BRUTES DE DÉMANTÈLEMENT  
DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES CIVILES D'AREVA**

(au 31 décembre 2010)

	En milliards d'euros 2010	Nombre d'installations
Installations en exploitation	5 247,8	10
Installations arrêtées	1 860,6	7
<b>TOTAL</b>	<b>7 108,4</b>	<b>17</b>

Source : Cour des comptes.

Les installations gérées par Areva ayant la particularité de ne pas pouvoir bénéficier d'effet de série, les retours d'expérience sont en conséquence limités et les évaluations des opérations de démantèlement individualisées.

Areva utilise donc **une méthode d'évaluation de coût partagée avec le CEA**, fondée sur un outil appelé ETE-EVAL, qui intègre un taux d'incertitude techniques et d'aléas de 16 %. Ce niveau de taux semble satisfaisant compte tenu des augmentations de devis (après corrections de périmètre) constatées par exemple entre 2006 et 2010 pour UP2 400 (+ 10 %) et Eurodif (+ 17 %).

En outre, pour conforter ses analyses liées aux charges de démantèlement de ses installations, Areva s'est doté en 2008 d'une structure *ad hoc* (« *Business Unit Valorisation* ») et en 2010, d'une Direction du patrimoine nucléaire chargée de valider les passifs de démantèlement et de contrôler le pilotage des programmes.

La Cour des comptes estime néanmoins que, l'évolution des devis se faisant naturellement à la hausse, **l'entreprise se doit d'être vigilante sur le montant de 5,3 milliards d'euros** estimés au titre des charges de démantèlement prévisibles pour ses installations en exploitation.

## 2.– Des charges liées à la gestion des déchets radioactifs en cours d'estimation

Sur le total des charges brutes relatives à la gestion future de ces déchets estimé à 28,3 milliards d'euros au 31 décembre 2010, la part d'Areva s'élève à **2,8 milliards d'euros, soit 10 %**.

### AREVA – CHARGES BRUTES POUR GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS

(en millions d'euros)

Charges brutes	Montant
<b>Gestion à long terme des déchets</b>	1 361
– dont déchets HA et MAVL	1 069
– dont déchets TFA et FMAVC	269
– dont déchets FAVL	23
<b>Charges après fermeture des centres de stockage<sup>(1)</sup></b>	40
<b>Reprise et conditionnement des déchets anciens</b>	1 458
<b>TOTAL</b>	<b>2 859</b>

Source : Cours des comptes, exploitants.

(1) : Surveillance, entretien de la couverture du centre, fiscalité.

Comme pour EDF, le montant des provisions relatives au traitement des déchets radioactifs n'est calculé que pour couvrir une part des charges futures, calculée en fonction de l'état des connaissances actuelles (des études sont encore en cours pour chiffrer la gestion des déchets sans filière et des résidus miniers).

### 3.– Une couverture par les actifs dédiés bien ajustée

La situation pour Areva est récapitulée dans le tableau suivant et montre **un taux de couverture des provisions par les actifs dédiés satisfaisant (102 %)**.

#### AREVA – SYNTHÈSE DES MONTANTS EN 2010

(en millions d'euros 2010)

	2010	2010
<b>Total des provisions à couvrir par des actifs dédiés*</b>	<b>5 456</b>	
<b>Total des actifs correspondant à ces provisions</b>	<b>5 579</b>	
<b>Titres de placements financiers</b>	<b>Valeur comptable</b> 3 805,6	<b>Valeur liquidative</b> 4 104
<i>Créances CEA</i>	550	
<i>Créances EDF**</i>	648	
<i>Autres créances (ANDRA)***</i>	63	
<i>Quote-part de tiers dans les provisions (créance)</i>	214	

Source : Note d'actualisation annuelle du rapport d'AREVA sur les charges de long terme des installations nucléaires de base d'AREVA et sur la gestion des actifs financiers dédiés.

\* y c. quelques provisions hors périmètre de la loi du 28 juin 2006.

\*\* Créance soldée en 2011.

\*\*\* Plus précisément, il s'agit d'une créance sur les autres exploitants nucléaires du fait de désaccords entre exploitants sur la répartition de dépenses liées au projet de stockage de déchets HAVL de l'ANDRA.

\*

\* \*

Lors de sa présentation du rapport sur les coûts de la filière électronucléaire le 31 janvier 2012, le premier président de la Cour de comptes soulignait en conclusion que **davantage que les paramètres de démantèlement ou de stockage ultime**, l'analyse de la Cour montre que la durée de fonctionnement des centrales du parc actuel constitue **une donnée majeure pour l'équilibre économique de la filière et qu'elle a aussi un impact significatif sur le coût de production réel** [voir les parties suivantes].

Or, la relative faiblesse des investissements depuis 1993 fait que d'ici 2022, 22 réacteurs sur 58 (représentant 30 % de la production nette du parc nucléaire) auront atteint leur quarantième année de fonctionnement sans que des solutions de remplacement n'aient été prévues, **sauf à entreprendre un effort considérable d'investissement pour construire sur une courte décennie les 11 EPR qui permettraient de maintenir la production actuelle**. « *La mise en œuvre d'un tel programme d'investissement à court terme paraît très peu probable, voire impossible, y compris pour des considérations industrielles. Cela signifie qu'une décision implicite a été prise qui nous engage déjà : soit à faire durer nos centrales au-delà de 40 ans, soit à faire évoluer significativement et rapidement le mix énergétique vers d'autres sources d'énergie ou vers un effort accru d'économies d'énergie. De telles orientations stratégiques n'ont pas fait l'objet d'une décision explicite, connue du grand public, alors qu'elles nécessitent des actions de court terme et des investissements importants.* »

Quelles que soient les critiques qui peuvent leur être adressées, les évaluations proposées ces derniers mois par plusieurs acteurs<sup>(1)</sup>, après examen des impacts de différents scénarii d'évolution du *mix* énergétique, **confortent l'intérêt d'une prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires** si l'on considère le coût *vraisemblablement* inférieur de cette option pour les exploitants comme pour les consommateurs – et ce, même si ces coûts ne manqueront pas de s'alourdir. Une option d'autant plus optimale économiquement qu'elle permet d'amortir les investissements sur un plus grand nombre d'années et repousse dans le temps les dépenses de démantèlement et le besoin d'investissement dans de nouvelles installations de production.

L'écart de coûts pourrait continuer à se creuser par rapport aux autres sources d'énergie fossiles dont le prix ne cesse de croître. On peut relever à titre indicatif que la facture énergétique de la France a atteint 62,4 milliards d'euros en 2011 (+ 14,4 milliards par rapport à 2010) et que le poids des achats en hydrocarbures naturels a progressé de 35,1 % en raison de la hausse des cours. Aujourd'hui, ces dépenses ne relèvent que partiellement de la production d'électricité française, mais leur évolution alerte sur l'impact qu'aurait un basculement conséquent du *mix* énergétique.

S'agissant des énergies renouvelables (qui ne représentent aujourd'hui que 13 % de la consommation de l'énergie finale en France<sup>(2)</sup>), outre des coûts d'installation et de production encore très élevés, leurs actuelles contraintes techniques (production intermittente<sup>(3)</sup>, impossibilité du stockage des excédents, éparpillement accru du réseau de production... ou même seulement le temps nécessaire au déploiement des nouveaux outils) ne semblent pas encore permettre d'espérer qu'elles pourront compenser l'arrêt de la production des centrales en fin de vie *d'ici seulement dix ans* - même si leur développement est complété par de substantielles économies d'énergie.

Quant aux économies d'électricité, des marges de progrès existent et sont souhaitables. La France s'y est engagée. Mais le rythme actuel de cette évolution ne permet pas non plus de croire en une réduction suffisante, dans dix ans, pour neutraliser le manque à gagner de l'arrêt de 22 réacteurs.

---

(1) Notamment par l'Union française pour l'énergie (étude commanditée par EDF), le Commissariat à l'énergie atomique, Areva ou la Commission Énergie 2050.

(2) Rappelons que la directive européenne sur les énergies renouvelables de 2009 impose de porter à 20 % leur part dans la consommation d'énergie totale de l'Union d'ici 2020.

(3) En France, sur une année de 8 760 heures, la production éolienne (une force correspondant actuellement à 3 900 MW) produit en moyenne 2 000 heures par an environ, et la production solaire (1 800 MW) environ 1 000 heures. En l'état actuel des technologies, les stockages hydrauliques et chimiques ne suffiront pas à compléter ces productions. La totalité de la capacité hydroélectrique de haute chute est égale à 20 400 MW et la réserve d'eau permet de produire 1 900 heures par an – soit une production hydroélectrique totale de 39 TWh en plein fonctionnement. Mais cette énergie est déjà utilisée.

Les projections pourraient être encore affinées. Cependant, l'importance de l'enjeu que représente la sécurisation de l'approvisionnement du pays dans à peine dix années, l'urgence de la situation (au regard du temps politique de décision et du temps technique de développement des infrastructures de production électrique), les fortes incertitudes qui pèsent encore sur les alternatives, autant que le coût estimé pour ces différentes options, amènent à considérer que la prolongation du fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans est **une solution transitoire inévitable – même si elle est d'autant moins suffisante que la prolongation n'est pas garantie** .

C'est ainsi qu'en a décidé le Conseil de politique nucléaire, le 8 février dernier.

**De fait, ce choix n'interdit pas de préparer l'évolution vers un mix énergétique différent. La stratégie énergétique à développer dans les prochaines décennies est encore à définir et mériterait un débat public explicite, et transparent, sur les coûts économiques et sociétaux des différentes options.**

Au demeurant, la solution retenue dans l'immédiat dépend en dernier ressort des préconisations de l'Autorité de sûreté nucléaire et de leur faisabilité technique et économique.

Il n'en demeure pas moins regrettable que cette décision se soit, semble-t-il, imposée aux autorités publiques, au pays, faute de préparation suffisante aux besoins et contraintes à venir. Mais pouvait-il en être autrement ?

La Cour des comptes relève notamment la faiblesse des investissements menés en ce domaine depuis une vingtaine d'année. Or, cette situation pourrait bien résulter aussi des choix stratégiques opérés par EDF.

## II.– EDF : UNE STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT À L'INTERNATIONAL QUI A PESÉ SUR SES CHOIX D'INVESTISSEMENT ET DE PARTENARIAT ; UN CONTEXTE NOUVEAU QUI DEVRAIT FAIRE ÉVOLUER CES ARBITRAGES

**Électricité de France (EDF)** était un établissement public industriel et commercial jusqu'à son introduction en bourse en 2005. Elle est désormais une société anonyme, dont le capital est détenu par l'État à 84,8 % (après la vente de 2,47 % de capital supplémentaire en décembre 2007) – dans le respect de la loi qui fixe à 70 % sa participation minimale. En quelques années, l'entreprise est devenue un groupe industriel international qui réalise près de la moitié de son chiffre d'affaire hors de France.

La Cour des comptes, à partir de son examen des comptes et de la gestion d'EDF de 2003 à 2008, comme le co-rapporteur Camille de Rocca Serra, qui a étudié la situation financière du groupe entre 2007 et 2010 dans son dernier rapport spécial <sup>(1)</sup>, constatent une rentabilité financière globalement satisfaisante, des fondamentaux qui semblent sains, ainsi qu'un endettement relativement élevé, mais encore soutenable après des mesures actives de désendettement.

Il apparaît toutefois que **ces résultats ont été obtenus au prix de certains arbitrages stratégiques et financiers dont les bénéfices pour le groupe sont encore en partie potentiels, mais dont les effets pèsent aujourd'hui sensiblement sur les capacités futures de l'entreprise à faire face à ses engagements nationaux.**

### A.– SANS AVOIR ÉTÉ NÉGLIGÉS, LA MAINTENANCE ET L'ACCOMPAGNEMENT DE L'ÉVOLUTION DE L'APPAREIL DE PRODUCTION NATIONAL N'ÉTAIENT PLUS LES PRIORITÉS DU GROUPE

1.– Confrontée à un nouveau contexte concurrentiel, EDF a privilégié son développement à l'international

*a) L'internationalisation comme relais de croissance et de préservation de ses compétences*

● **Période 2005-2009** : Les commentaires suivants se fondent sur les chiffrages et l'analyse établis fin 2009 par la Cour des comptes sur les comptes et la gestion d'EDF de 2003 à 2008 <sup>(2)</sup>.

En janvier 2005, peu de temps avant l'introduction en bourse du capital de l'entreprise, le projet industriel adopté par EDF visait à « *devenir à l'horizon 2010 un ensemble industriel européen cohérent représentant environ 23 % du marché*

---

(1) Rapport spécial n°3805, annexe 48, du projet de loi de finances pour 2012 Participations financières de l'État.

(2) Rapport particulier RB 56-409 du 21 octobre 2009.

*européen de l'électricité et 6 % de celui du gaz. » Par ailleurs, face à l'accélération du processus de libéralisation du marché européen de fourniture d'électricité, EDF affichait l'ambition de « **consolider la présence de l'entreprise en France en renforçant l'outil industriel, de production et de réseau, avec le double objectif de sécuriser les approvisionnements face aux besoins croissants en énergie et de consolider les attentes en matières de service public ; définir un nouvel avenir pour le service public dans un contexte de concurrence.** »*

En septembre 2007, après deux ans de cotation, **l'ambition du groupe n'est plus d'être un leader européen, mais un leader mondial. Il s'agit de participer au renouveau du nucléaire dans le monde, voire de conquérir de nouvelles parts de marché.**

L'objectif est d'autant plus stratégique qu'EDF pourrait perdre des parts de son marché historique français avec l'ouverture à la concurrence communautaire du marché de la fourniture de gaz et d'électricité, totale à compter de novembre 2007, l'ouverture par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) d'un quart de la production nucléaire du groupe à ses concurrents et la réattribution, entre 2012 et 2015, de concessions hydroélectriques représentant 20 % de sa capacité de production dans cette source d'énergie. Dans ce nouveau contexte, **le maintien de tarifs réglementés sur le territoire national constitue à la fois un atout concurrentiel pour les opérateurs historiques et une limitation pour l'entreprise en cantonnant ses bénéfices en France, quand le marché européen tendrait à s'aligner sur les coûts moyens de production les plus onéreux.** L'instauration, et la prolongation jusqu'en 2010, du dispositif transitoire TaRTAM (permettant aux clients professionnels qui se sont adressés à d'autres fournisseurs de revenir aux tarifs réglementés) a amputé directement les résultats du groupe qui a été conduit à constater une provision de 380 millions d'euros en 2010, et un solde de 170 millions en 2011. Enfin, tel que le dispositif a été conçu et en dépit d'un substantiel réaménagement à compter de 2011, la compensation apportée à EDF par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), pour ses rachats à un prix supérieur au marché de la production d'électricité par des sources d'énergie renouvelables, se solde quant à elle par un déficit net pour l'entreprise. <sup>(1)</sup>

Un autre enjeu, aussi vital pour les intérêts humain et social de l'entreprise, sera de **maintenir et valoriser l'expérience de ses équipes en matière nucléaire et leur savoir faire d'architecte ensemblier et exploitant de centrales de 3<sup>ème</sup> génération**, alors que l'essentiel du parc français est déjà construit et que la question de son renouvellement ne devrait pas se poser avant plusieurs années, voire plusieurs décennies.

Le groupe EDF a donc désormais pour objectif de réaliser la moitié de son chiffre d'affaires à l'international à l'horizon 2020, en visant en priorité les pays dans lesquels l'entreprise peut développer son savoir-faire en matière nucléaire.

---

(1) Voir ci-après, partie II.B.2.

Cette **recherche de relais de croissance et de synergies externes** passe notamment par la prise de contrôle d'énergéticiens locaux et se concrétise à partir de 2008 par deux importants projets d'« implantation » : **aux États-Unis**, via l'accroissement de sa participation dans **l'entreprise américaine Constellation**, et au **Royaume-Uni**, par le rachat de **British Energy** et la demande de certification conjointe avec Areva d'un modèle d'EPR auprès de l'autorité de régulation nucléaire américaine. La Grande-Bretagne, en particulier, offrirait la perspective de construire quatre nouvelles centrales EPR d'ici une dizaine d'années, et de consolider ainsi le principal avantage comparatif du groupe.

En février 2008, le président d'EDF annonçait en conséquence une relance significative des investissements de 4,1 milliards d'euros sur 2008 et 2009 par rapport aux prévisions arrêtées en 2007.

Entre 2005 et 2008, les actifs financiers non courants (donc hors trésorerie) ont ainsi doublé, passant de 9 à 18 milliards d'euros. Cette évolution s'explique par l'accroissement des actifs de couverture des charges de démantèlement, par l'application des normes comptables IFRS (qui obligent à valoriser les actifs financiers à leur juste valeur en fin d'année et non plus à leur valeur historique), mais aussi par l'accroissement de la trésorerie et des placements rendus nécessaires par la taille des opérations menées par le groupe (notamment les acquisitions de montants très élevés réalisées à l'étranger).

Pour ce faire, EDF recourt massivement à des emprunts obligataires. Après une période de désendettement régulier rendu possible par de substantiels flux de trésorerie opérationnels, **son endettement financier net augmente donc fortement à compter de 2007**. Il croît de 8 milliards d'euros entre 2007 et 2008, essentiellement pour financer les acquisitions de British Energy (pour 13,2 milliards d'euros hors frais d'acquisition en janvier 2009) et un accord de 4,5 milliards de dollars avec Constellation fin 2008. Il a plus que doublé en deux ans : il était à 16,3 milliards d'euros le 31 décembre 2007 ; **il est monté jusqu'à 42,5 milliards d'euros en 2009**.

Les ratios d'endettement se sont ainsi nettement dégradés à partir de 2007.

#### RATIOS D'ENDETTEMENT D'EDF

*En milliards d'euros*

	31 décembre 2007	31 décembre 2008	30 juin 2009
Endettement financier net / EBE	1,1	1,7	2,4 avec EBE sur 12 mois
Ratio dette nette / (dette nette+capitaux propres)	36 %	50 %	57 %
Ratio dette nette / capitaux propres	0,56	1	1,33

*Source : Cour des comptes.*

La Cour des comptes analysait cette évolution comme « *la marque d'une prise de risque très important.* »

Pour conserver une structure financière solide, le groupe s'est engagé à compter de 2008 dans un programme de cessions devant lui permettre d'alléger son endettement financier. La Cour considérait encore fin 2009 que la « réussite de ce désendettement [était] essentielle pour le développement harmonieux du groupe EDF, d'autant qu'elle ne [pouvait] préjuger à ce stade d'appréciation la qualité des résultats à attendre des opérations lancées aux États-Unis et au Royaume-Uni. »

• Les analyses de la **période 2009-2010** ont été présentées en détail dans le rapport spécial précité de Camille de Rocca Serra <sup>(1)</sup>.

De fait, EDF a réussi à ramener son ratio « dette financière nette sur excédent brut d'exploitation » au niveau de 2,1 en 2010 <sup>(2)</sup> avec un montant annuel de 34,4 milliards d'euros, grâce à la cession des réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni et de la filiale allemande EnBW. Le mouvement de désendettement semble s'être poursuivi au premier semestre 2011 avec un ratio « dette financière nette sur fonds propres » ramené en deçà de 100 % à 93,3 %.

Ces niveaux peuvent être considérés comme soutenables étant donné les bénéfices substantiels et réguliers dégagés grâce à la forte position d'EDF sur le marché français.

On peut cependant observer qu'une telle diminution de l'endettement est en partie optique car liée à des raisons purement comptables et à la déconsolidation de RTE EDF Transports en charge du réseau français d'infrastructures de transport de l'électricité. L'ensemble de ses actifs et de sa dette n'apparaissant plus au bilan d'EDF, cela a permis une réduction automatique de l'endettement du groupe.

#### *b) La recherche privilégiée de la rentabilité financière*

• Un développement externe dont la rentabilité espérée par le groupe n'est encore que potentielle.

– Au regard du nouveau contexte concurrentiel qui s'impose aujourd'hui à EDF, et de ses impacts possibles sur les parts de marché de l'entreprise et sur ses marges de manœuvre en termes de prix, **un développement international peut s'avérer un choix payant pour le renforcement de son activité et de sa rentabilité financière.**

Il est un fait que le chiffre d'affaires d'EDF a augmenté de près de 40 % entre 2004 et 2008, passant de 46,2 milliards d'euros fin 2004 à 64,3 milliards d'euros fin 2008. Il monte jusqu'à 66,3 milliards d'euros en 2009. Après la

---

(1) Rapport spécial Participations financières de l'État, n° 3805, annexe 48, sur le projet de loi de finances pour 2012, pages 23 et suivantes.

(2) Ce qui signifie que l'ensemble de la dette du groupe pourrait être remboursé en un peu plus de deux ans grâce aux seuls flux de trésorerie générés par son exploitation si le groupe renonçait à tout investissement ou versement de dividende.

cession de certains de ses actifs et la déconsolidation de RTE courant 2010, il s'établit déjà à 33,5 milliards d'euros mi 2011, en progression organique de 2,7 % par rapport aux résultats 2010 (à périmètre comparable).

Cette croissance s'explique principalement par l'augmentation des activités internationales du groupe en Europe et dans une moindre mesure par la hausse des prix et des tarifs de l'électricité sur ses principaux marchés. En 2003, EDF ne réalisait que 29 % de son chiffre d'affaires hors France. Fin 2008, la proportion est de 44 %. La croissance du chiffre d'affaire européen hors France explique 92 % de la hausse du chiffre d'affaires du groupe entre 2003 et 2007.

Toutefois, si l'excédent brut d'exploitation (EBE) progresse, c'est à un rythme relativement moins élevé que le chiffre d'affaires : alors que celui augmentait de 26 % entre 2005 et 2008, l'EBE ne progressait que de 6 %. Les années suivantes néanmoins, la croissance de l'EBE se maintient à un bon niveau quand celle du chiffre d'affaires marque un certain ralentissement – dans un contexte de crise accentué par l'incident nucléaire de Fukushima : mi 2011, l'augmentation organique de l'EBITDA <sup>(1)</sup> (son presque équivalent anglo-saxon) s'affichait encore à 6,2 % par rapport à 2010 (à périmètre comparable). Il est monté jusqu'à 17,5 milliards d'euros en 2009.

Par ailleurs, sur cette même période, les activités en France offrent des ratios de marges opérationnelles brute et nette <sup>(2)</sup> régulièrement plus élevées que dans les segments géographiques voisins, malgré un fort tassement en 2008.

Si la part de la France dans le chiffre d'affaires total du groupe passe de 59 à 53 % entre 2003 et 2008, sa part dans le résultat d'exploitation reste très élevée, ne baissant que de 2 points, passant de 60 à 58 %. La Cour des comptes déduit des résultats respectifs de ses différents segments géographiques d'activité que **le développement européen du groupe a eu tendance à peser sur ses marges opérationnelles** au cours des trois exercices de 2005 à 2008. Si ses résultats ont augmenté en valeur absolue du fait de la croissance de son périmètre international, cette hausse n'a pas été nécessairement synonyme d'une augmentation des marges opérationnelles du groupe dans son ensemble.

On note même en 2010 qu'à périmètre et taux de change constants, l'EBE à l'international diminue de 4,1 %, en raison probablement de l'arrêt non prévu de la centrale de Sizewell en Grande-Bretagne. *A contrario*, la contribution des activités françaises est remontée à 55,5 % du chiffre d'affaires du groupe et à 60,9 % de l'EBE.

---

(1) EBITDA : *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*.

(2) Marge opérationnelle brute : excédent brut d'exploitation (soit le résultat d'exploitation avant amortissements) ou EBE rapporté au chiffre d'affaires ou CA.

Marge opérationnelle nette : résultat d'exploitation ou RE/CA. Le résultat d'exploitation tenant compte des amortissements efface partiellement les différences résultant de la situation capitalistique du parc de production.

En 2011 cependant, l'amélioration des performances au Royaume-Uni <sup>(1)</sup> contribue à hauteur 153 millions d'euros à l'EBITDA du groupe. La contribution de l'ensemble des activités hors France progresse de 4 %. Il n'en reste pas moins que l'essentiel de la croissance des résultats de l'entreprise (+540 millions d'EBITDA, en hausse de 6,3 %) est due à **l'augmentation de la production d'électricité en France <sup>(2)</sup> et, plus largement, de ses exportations**, profitant ainsi de prix supérieurs.

Plus globalement, si l'excédent brut d'exploitation est resté robuste sur la période 2009-2010, avec une marge EBE/CA à plus de 25 %, la « marge nette – part du groupe » avait chuté d'un niveau supérieur à 5 % (de 2007 à 2009) à 1 % en 2010 en raison d'importantes provisions passées sur des activités internationales.

Le montant net d'impôt des provisions s'est ainsi établi à 1 042 millions d'euros sur les filiales américaines, 915 millions sur l'Italie et 395 millions sur le Royaume-Uni. Au total ces provisions sont venues amputer le résultat du groupe de près de 2,4 milliards d'euros en 2010.

– **À ce stade donc, force est de constater que si ses acquisitions internationales sont cohérentes avec le cœur de métier du groupe, le bien-fondé des choix de croissance externe d'EDF n'est pas encore assuré.** La performance financière de ses opérations les plus ambitieuses peut se confirmer à terme, mais elle n'est pas encore au rendez-vous. <sup>(3)</sup>

Aujourd'hui, l'Italie, *via* l'énergéticien Edison, reste un marché intéressant pour contrebalancer le repli potentiel des parts de marché d'EDF en France. Mais il a perdu une partie de son intérêt avec l'abandon des projets de construction de centrales nucléaires.

Les négociations engagées depuis 2007 avec Constellation Energy Group aux États-Unis ont abouti à une rupture du partenariat en novembre 2010. Au final, EDF aura **essuyé une perte d'1,3 milliard d'euros pour le seul bénéficiaire de la propriété des terrains nécessaires à la construction de nouveaux réacteurs nucléaires.**

Enfin, si l'acquisition de British Energy offre toujours de forts potentiels de valorisation, leur réalisation dépendra en grande partie, d'abord, de la volonté des autorités britanniques de poursuivre le programme de construction de centrales nucléaires, ensuite, de la compétitivité de l'EPR face aux autres sources d'énergie.

---

(1) Une production relancée à 314 TWh en 2011, en progression de 15,5 %.

(2) Une croissance de 3,2 % avec 421 TWh produits au total - malgré un recul de la production hydroélectrique de 26 % (13 TWh sur une norme de 39) qui représenterait une perte d'environ 582 millions d'euros. La hausse de la production nucléaire (+587 millions), conjuguée au plein effet des hausses tarifaires et au profit supérieur des ventes à l'exportation (effet-prix de 1 026 millions), aurait également permis de compenser un alourdissement des coûts de maintenance et d'exploitation d'environ 591 millions.

(3) Voir l'analyse d'étape, proposée par le rapport spécial précité Participations financières de l'État, sur les principales opérations de croissance externe du groupe.

Aucun EPR n'étant en activité à ce jour, cette donnée reste largement inconnue. En tout état de cause, ces projets ne donneront pleinement effet qu'à un horizon éloigné. On peut donc considérer que l'entreprise a pris un risque industriel qui l'engage sur une durée importante.

Pour autant, EDF ne renonce pas à ses ambitions internationales et escompte à terme un vrai retour sur investissement.

#### LES ESPÉRANCES D'EDF SUR SES PRINCIPAUX SEGMENTS ÉTRANGERS

Interrogé par les rapporteurs, le groupe EDF indique :

##### **Sur ses perspectives de développement au Royaume Uni *via* British Energy :**

– EDF Energy entend créer de la valeur en continuant de rechercher l'excellence opérationnelle, en maximisant la valeur de ses actifs nucléaires et charbon existants, en renforçant la rentabilité aval et en conduisant le renouveau nucléaire au Royaume-Uni. L'objectif stratégique de la division Nucléaire Existant est d'obtenir un allongement de cinq ans en moyenne de la durée d'exploitation actuellement retenue en comptabilité pour les centrales RAG et de 20 ans pour la centrale Sizewell B. La dernière décision d'allongement de la durée d'exploitation retenue en comptabilité a été prise en décembre 2010 : une fois l'évaluation technique et financière nécessaire réalisée, et après obtention des accords externes appropriés, le conseil d'administration de British Energy a approuvé l'allongement de cinq ans de la durée d'exploitation retenue en comptabilité des centrales Hartlepool et Heysham 1, qui seront exploitées jusqu'en 2019. Ce jalon important a confirmé qu'EDF Energy est en bonne voie pour atteindre ses objectifs en matière d'allongement des durées d'exploitation, ce qui constituait un élément déterminant dans l'acquisition de British Energy. L'étude de la possibilité d'allonger la durée d'exploitation des autres centrales sera achevée au minimum trois ans avant leurs dates respectives de fermeture.

– EDF Energy prévoit en outre de construire jusqu'à quatre nouvelles centrales nucléaires : dès 2007, EDF et Areva se sont positionnés pour la certification par les Autorités de Sécurité britanniques d'un modèle EPR sur la base de référence de Flamanville 3.

Après un retard dû à l'intégration des enseignements de Fukushima, des progrès significatifs dans le déroulement de ce « *General Design Assessment* » (GDA) de la technologie EPR ont été enregistrés, avec la délivrance en décembre 2011 d'un certificat intermédiaire. Les Autorités britanniques ont ainsi marqué leur accord sur les points principaux du GDA, des démonstrations complémentaires étant attendues sur quelques questions « non résolues » avant l'approbation finale pour une construction dans le pays.

La décision d'engagement par EDF de centrales EPR au Royaume-Uni suppose de plus un environnement légal propice et stable, validé par le Parlement, ce qui est en train de se mettre en place. Une réforme du marché de l'électricité est notamment en cours de mise en oeuvre, avec des mesures destinées à encadrer le risque financier porté par les investissements nucléaires (principe de garantie d'un prix plancher sur le CO<sub>2</sub>, acté fin 2011, ou dispositions de type « *Contract for Difference* »).

Dans ce contexte, EDF se consacre à la préparation de la construction d'une paire de réacteurs sur le site d'Hinkley Point, dont la décision d'investissement pourrait intervenir d'ici fin 2012. L'obtention des autorisations nécessaires à la réalisation de travaux préparatoires se poursuit pour permettre l'ouverture du chantier en 2012. Le site d'Hinkley Point est situé dans le Somerset au sud-ouest de l'Angleterre, à côté d'une centrale exploitée par British Energy.

EDF a également en perspective la construction éventuelle d'une 2ème paire de réacteurs EPR sur le site de Sizewell, sur la côte sud-est de l'Angleterre, à côté de la seule centrale britannique de type REP exploitée par British Energy.

— Les autres actions stratégiques importantes comprennent la construction de la nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) de West Burton B, l'élaboration d'un projet de stockage gazier, la gestion de l'impact de la réduction des capacités de production d'énergie au charbon (du fait de l'application de la directives européennes), la concrétisation des extensions de durée de vie des centrales nucléaires existantes ainsi que la poursuite de la réalisation des projets de production d'énergies renouvelables, qui vont bénéficier de l'intégration à 100% d'EDF Energies Nouvelles.

#### **Sur ses perspectives de développement aux États-Unis - en dépit de la fin du partenariat avec CEG :**

Les États-Unis sont un des marchés énergétiques les plus importants au monde mais aussi un des plus fragmentés tant sur le plan de la multiplicité des acteurs qu'en termes de marchés énergétiques régionaux aux caractéristiques souvent très diverses. La période récente a notamment été marquée par l'impact de la crise économique, du développement très rapide des gaz de schiste et de la mise en place au mieux tardive au plan fédéral de dispositions réglementaires plus contraignantes en matière environnementale. Ceci s'est traduit par un fort recul des prix de gros du gaz et de l'électricité pesant sur la performance financière des acteurs.

Dans ce contexte, le groupe EDF entend poursuivre sa stratégie de développement rentable, en capitalisant sur ses activités actuelles et en intensifiant les synergies opérationnelles entre ses différentes entités. Le groupe EDF est aujourd'hui principalement actif dans le domaine des énergies renouvelables, de l'optimisation amont-aval et de l'exploitation nucléaire. Ces différentes activités emploient plus de 2 500 salariés.

— Le groupe EDF est ainsi un acteur majeur sur le marché des énergies renouvelables en Amérique du Nord, principalement aux États-Unis et de façon croissante au Canada et au Mexique. Il est propriétaire et exploite 1,2 GW de capacités éoliennes et solaires et assure des prestations de services O & M pour le compte de tiers représentant un total de 4,8GW de capacités installées.

— Le groupe EDF est également très présent dans différents métiers d'optimisation amont-aval au travers de sa filiale EDF Trading. EDF Trading assure ainsi la gestion pour compte de tiers de centrales électriques représentant 15 GW de capacités installées. En outre, cette filiale dispose de droits sur des capacités de stockage gazier pour 1,2Md de m<sup>3</sup>, de droits de transport pour 1Mdm<sup>3</sup> par an et de regazification (1Md de m<sup>3</sup>/an). EDF Trading déploie également son activité dans le charbon au travers de droits sur des terminaux ainsi que dans les activités à l'aval sur les marchés de gros et auprès de la clientèle de détail.

— Dans le domaine de l'exploitation nucléaire, CENG, une joint-venture détenue à 49,99% par EDF et le solde par Constellation Energy Group<sup>3</sup>, exploite 5 réacteurs nucléaires d'une capacité totale de 3,9GW.

— Enfin, suite au retrait unilatéral en 2010 de Constellation du projet EPR de Calvert Cliffs 3, EDF détient 100% d'Unistar, son activité dans le domaine du nouveau nucléaire. Les conditions économiques très défavorables, les conséquences de l'accident de Fukushima augmentent toutefois les incertitudes du projet et ont conduit le Groupe à rechercher à optimiser les coûts de développement dès 2011.

- L'importance des critères de rentabilité à court terme.

**Au-delà** des objectifs de préservation et même de croissance de son activité, que vise sa stratégie de développement à l'international, **l'entreprise semble également avoir activement recherché à optimiser sa rentabilité financière.**

– Aussitôt après son entrée en bourse en 2005, EDF a explicitement affiché dans sa communication financière **une politique de dividende attractive**, particulièrement avantageuse pour ses actionnaires.

De fait, de 2003 à 2006, les flux de trésorerie libres d'EDF (*free cash flow*), qui correspondent aux montants restant disponibles une fois que les flux de trésorerie opérationnels ont financé les investissements indispensables au maintien de l'outil de production, sont en constante progression, jusqu'à atteindre un pic de 6,1 milliards d'euros en 2006. Ils permettent un désendettement significatif du groupe (– 4,7 milliards d'euros) entre 2003 et 2007.

Dès lors, en dépit de la révision en forte hausse des besoins d'acquisition d'actifs financiers dédiés (en raison de l'élargissement du périmètre des charges futures et de l'accélération de la constitution du portefeuille de couverture), entre 2005 et 2006 les dividendes distribués sont presque multipliés par quatre (1,4 milliard d'euros).

Cependant, à compter de 2007, la conjonction de flux de trésorerie opérationnels plus faibles et de montants d'investissements plus importants a fortement réduit les flux disponibles. À partir de 2008, l'activité courante d'exploitation des actifs industriels de l'entreprise ne suffit plus à couvrir les besoins en investissements courants.

Pour autant, malgré la dégradation, voire l'insuffisance de la trésorerie et le maintien d'un rythme soutenu d'achat d'actifs dédiés, les montants des dividendes versés à partir de 2007 sont définis à un niveau encore supérieur (3,1 milliards d'euros en 2007, puis 2,4 milliards à partir de 2008). Les flux totaux sont encore de 2,4 milliards d'euros en 2010.

Au demeurant, étant donné la situation financière actuelle de l'État, son principal actionnaire, on pourrait douter - comme l'exprimait déjà M. Camille de Rocca Serra dans son dernier rapport spécial - que les flux de dividendes diminuent dans les années à venir. Le groupe prévoyait d'ailleurs en 2011 un taux de distribution compris entre 55 % et 65 % jusqu'en 2015.

– **Cette préoccupation de rentabilité financière ne pouvait qu’inciter l’entreprise à privilégier quelque peu les performances à court terme.**

La Cour des comptes relevait en 2009 que l’entreprise menait activement depuis 2005 un programme de gains de productivité (Altitude 7500) pour améliorer ses flux de trésorerie opérationnels. Enjoignant chacune des entités de l’entreprise à rechercher tous les leviers permettant de gagner en performance et en synergies, il aura, légitimement, contribué à sensibiliser le groupe à la problématique de la maîtrise des coûts de production - même si ses réussites (aux dires de l’entreprise) n’ont pas réussi à enrayer l’affaiblissement des flux que l’on constate à partir de 2007.

La Cour constatait également que **le processus de sélection des investissements** mis en œuvre par le groupe, ses critères d’appréciation et l’esprit dans lesquels ils sont analysés **tendraient à faire plus naturellement prévaloir les critères de rentabilité de court terme**, par :

– une présentation essentiellement financière des projets, qui « pénalise » ceux qui, sans être nettement générateurs d’EBE, n’en sont pas moins indispensables au bon fonctionnement et à l’évolution nécessaire de l’outil de production. D’aucuns relevaient la moindre force des arguments techniques et opérationnels face aux considérations financières ;

– la prééminence du ratio EBITDA/investissements. Or, par construction, si l’on ne peut augmenter l’EBE, il faut nécessairement réduire l’effort d’investissement pour améliorer le résultat. En matière d’investissements de longue durée, la Cour conseillait plutôt de suivre un ratio inverse, Investissements/EBITDA, qui pouvait s’interpréter comme l’effort d’investissement consenti par l’entreprise et mesuré comme une part de son EBE ;

– enfin, la limitation de la vision prospective des projets sur trois ans, alors que des enjeux industriels et financiers majeurs se jouent sur des périodes beaucoup plus longues, notamment en matière d’infrastructures de production.

EDF a répondu que ces critères ne l’avaient pas empêché de se lancer dans des projets à temps de retour long, témoignant d’une vision industrielle de long terme (EPR, programme international...).

Il n’en reste pas moins que s’agissant de la France, fin décembre 2008, l’entreprise ne prévoyait encore qu’une dépense d’investissement de 2,5 milliards d’euros d’ici 2020.

\*

\* \*

Certes, l’équilibre de gestion d’une entreprise exige que l’on s’assure de la faisabilité économique de son activité, et notamment de la soutenabilité financière de ses charges de production et de ses investissements.

Il serait en outre irréaliste de minimiser l'importance d'une rentabilité financière satisfaisante pour une entreprise cotée, pour sa valeur boursière, son attractivité pour des partenaires potentiels, et sa crédibilité quand elle fait appel aux financements externes.

Néanmoins, ce souci de rentabilité financière est légitime...jusqu'à un certain point : il ne peut justifier une moindre prise en charge des responsabilités incombant à une entreprise publique aussi stratégique qu'EDF.

Les rapporteurs rappellent à nouveau que le groupe, détenu à 84 % par l'État, exerce une activité relevant d'un domaine quasi-régalien puisqu'elle touche à l'indépendance énergétique et à la protection des populations contre un risque industriel pouvant être potentiellement de grande ampleur. L'entreprise est également un des premiers bénéficiaires des importants investissements publics directs engagés par la France dans la recherche nucléaire ces dernières décennies.

**Elle se doit donc d'assurer un service public dans les meilleures conditions pour la population nationale, mais aussi d'en accompagner les évolutions nécessaires dans un calendrier optimal.**

2.- L'importance des montants mobilisés par son développement externe a conduit l'entreprise à maintenir, jusqu'à récemment, un relatif sous-investissement dans l'outil de production français.

• Électricité de France reconnaît un sous-investissement global depuis plusieurs années. Auditionné par la commission des Affaires économiques, de l'environnement et du territoire de l'Assemblée nationale, son président-directeur général déclarait le 10 décembre 2008 : *« Il est devenu urgent pour EDF de relancer rapidement et massivement les investissements. Ces derniers ont connu, pendant dix ou quinze ans, un ralentissement très important, accompagné d'une baisse tarifaire. Cela n'a été possible – je ne dis pas que c'était souhaitable – que parce que nous avons des capacités de production excédentaires. Elles ne le sont plus et sont même devenues problématiques en 2005. »*

– En effet, **sans mettre en cause la sûreté des structures et notamment celle des centrales**, il y a eu un ralentissement des dépenses d'investissements dans la maintenance lourde dans la première partie des années 2000, lorsque les centrales ont commencé à atteindre une durée de fonctionnement d'une quinzaine ou vingtaine d'années. Le niveau insuffisant des investissements a été source d'avaries et eu un impact sur les capacités de production du groupe, comme le montre l'évolution du taux de disponibilité des centrales récapitulé ci-après.

#### ÉVOLUTION DU TAUX DE DISPONIBILITÉ DES CENTRALES NUCLÉAIRES

(en pourcentage)

Année	2006	2007	2008	2009	2010
Taux de disponibilité	83,6	80,2	79,2	78 <sup>(1)</sup>	78,5

Source : Cour des comptes.

<sup>(1)</sup> 75 % si l'on tient compte des conséquences des mouvements sociaux.

– Dès 2005, le groupe annonçait un programme d'investissements de 40 milliards d'euros sur la période 2006-2010, dont 26 milliards d'euros sur 2006-2008. Sur ce dernier montant, 18 milliards d'euros étaient destinés à financer des investissements de renouvellement et de croissance organique, et 8 milliards d'euros à des projets de développement et de croissance externe, essentiellement hors de France. De fait, 20,5 milliards d'euros ont été investis de 2005 à 2007 et plus de 14 milliards d'euros pour la seule année 2008.

Toutefois, si la reprise de ces investissements a bien concerné les activités en France, elle a bénéficié dans une plus grande mesure aux filiales internationales du groupe - notamment EDF Energy en Grande-Bretagne dont les besoins en investissement ont plus que dépassé sa contribution à l'EBE du groupe en 2008. *A contrario* le périmètre France n'a consommé que 37 à 45 % de son excédent brut d'exploitation entre 2005 et 2007. Cette consommation est toutefois montée jusqu'à 57 % en 2008. Les proportions n'ont pas fondamentalement évolué depuis. On peut dire que, **d'une certaine façon, le périmètre France a contribué au financement des investissements d'autres segments géographiques.**

– Ce n'est vraiment qu'à partir de 2007 qu'EDF a commencé à mobiliser davantage de moyens pour rattraper son retard, notamment pour enrayer la diminution du taux de disponibilité du parc, avec l'accélération du programme de changement des générateurs vapeurs du palier 900 MW.

Au final, sur la période 2007-2010, les investissements consacrés à la maintenance <sup>(1)</sup> de l'ensemble du parc ont augmenté – progressivement - de 61 %, comme le met en évidence le tableau suivant. <sup>(2)</sup>

**EDF : INVESTISSEMENTS DE MAINTENANCE DU PARC ACTUEL**

<b>Investissement de maintenance</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
Millions d'euros courants	518	568	664	790	1 027	1 221	1 476	1 748
Millions d'euros 2010	584	630	723	842	1 067	1 237	1 488	1 748

Source : *Cour des comptes.*

Cependant, **s'agissant particulièrement du parc de centrales nucléaires**, le nouveau président-directeur général d'EDF, M. Henri Proglio, auditionné à son tour par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, déclarait encore le 26 janvier 2011 : « *Ses besoins d'investissements sont aujourd'hui considérables [...]. Ce parc entre aujourd'hui dans une phase clé : la majorité des tranches va prochainement franchir le cap décisif des trente ans, ce*

(1) Montant totalisant les dépenses engagées lors des visites décennales, le programme de remplacement des gros composants et les autres investissements liés à l'exploitation des centrales.

(2) **L'effort sur la maintenance nucléaire se serait accentué de 48 % en 2011 avec près de 2 milliards.** Des efforts qui se sont avérés payants puisque EDF a pu rejoindre un **taux de disponibilité (Kd) de 80,7 % en 2011**, malgré quatre visites décennales supplémentaires (représentant une diminution de 4,7 points de taux).

EDF escompte gagner encore dans les années à venir 5 points sur les arrêts provoqués par des avaries techniques et 2 points grâce à une meilleure gestion des arrêts programmés.

*qui, dans une industrie lourde comme la nôtre, correspond au renouvellement des gros composants. [...] Nous avons pris du retard en la matière. Celui-ci est sans impact sur la sûreté mais occasionne de sévères avaries et grève nos performances. ».*

- Le calendrier de programmation à l'oeuvre ces dernières années apparaît en effet assez optimiste.

On peut bien considérer que, développé - pour l'essentiel - dans les années 1980 et 1990, le parc nucléaire français en activité était en vitesse de croisière pendant une vingtaine d'années. Dans l'absolu, il n'exigeait pas d'investissement lourd entre ses contrôles décennaux, ni de mobilisation massive de capitaux pour préparer son renouvellement avant l'approche du terme de la durée de vie des centrales, prévue sur 30 ans mais communément admise à un horizon de 40 ans.

Ce raisonnement s'est trouvé renforcé par l'hypothèse qu'EDF pose depuis quelques années d'une exploitation de son parc national de réacteurs se prolongeant significativement au-delà des 40 années d'amortissement retenues dans sa comptabilité. Lors de son audition par la commission des Affaires économiques en décembre 2008, le précédent président d'EDF évoquait déjà à plusieurs reprises une extension de leur durée de vie à 60 ans, la présentant comme un enjeu financier majeur : *« un investissement d'environ 400 millions d'euros dans la durée de vie d'une tranche de 900 MWe permettrait un décalage de 20 ans de la mise en service d'environ 0,5 réacteur de 1600 MWe et une création nette de valeur supérieure à 1 200 millions d'euros/tranche plus les cash flows liés à l'extension d'exploitation. »*

Au-delà des volumes d'investissements évités pour le remplacement du parc, une telle décision réduirait également le volume des charges futures liées au démantèlement et au stockage des déchets nucléaires, reportées à une date plus éloignée, ainsi que celui des actifs dédiés.

Ce choix est rationnel économiquement. Mais, il dépend de l'appréciation de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Or, si celle-ci a indiqué en 2009 qu'elle n'identifiait pas d'éléments génériques mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sécurité des réacteurs de 900 MW (soit 34 des 58 réacteurs) jusqu'à 40 ans, chaque réacteur devait faire l'objet d'un avis spécifique pour déterminer son aptitude à poursuivre son activité à l'occasion de sa visite décennale. Le processus n'ayant pas encore débuté, l'ASN n'était a fortiori pas en mesure de s'engager sur une période supérieure à cette échéance. Elle n'avait pas non plus donné d'avis sur les réacteurs des autres paliers.

Quoi qu'il en soit, en posant comme une hypothèse-clé cet allongement de la durée de vie des centrales pour établir ses projections stratégiques et financières, **EDF a de fait limité sa programmation d'investissements en France**. Ses prévisions quant aux besoins futurs en matière de maintenance ont certes été révisées en forte hausse sur les dernières années : se fondant sur un chiffrage moyen de 400 millions d'euros par tranche en décembre 2008, ce sont encore

600 millions qui sont évoqués en mai 2010 devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale. **Passant d'un ordre de grandeur de 23 milliards en 2008 à 35 en 2010, EDF envisage dès l'année suivante un montant de 50 milliards sur les 15 ans à venir. Cependant, ces programmes ont été préparés dans la perspective d'atteindre une durée de fonctionnement de 60 ans, sans anticiper réellement les impossibilités qu'elle pourrait rencontrer.**

La Cour des comptes relevait déjà fin 2009 : *« en limitant fortement les investissements dans le parc existant, cette stratégie est vue comme une source de trésorerie importante, pouvant accroître considérablement la rentabilité des centrales existantes. La Cour estime que cette approche relèverait d'une décision explicite des pouvoirs publics, ou devrait tout au moins ne pas être considérée comme certaine par l'entreprise. »*

• **La stratégie suivie depuis 10 ans par EDF dans le secteur des énergies renouvelables soulève également des interrogations.**

L'entreprise met en avant son investissement dans EDF Energies nouvelles, dont l'acquisition en juin 2011 a mobilisé 33 % des dépenses de développement de capacités de production du groupe dans l'année, alors que le « nouveau nucléaire » n'en a consommées que 29 %.

Pour autant, on peut regretter que le groupe se soit décidé si tard à racheter une filiale dont elle détenait 50 % depuis 2000, payant un prix élevé (1,5 milliard d'euros) pour une activité au développement de laquelle il a participé.

Il semblerait d'autre part que le développement d'EDF EN ne soit pas accompagné de la constitution d'une filière industrielle des énergies renouvelables en France – contrairement à la stratégie de l'Allemagne - la plupart des produits étant importés de sous-traitants installés dans des pays à bas coûts.

**Grande entreprise publique et principal énergéticien français, disposant en outre d'une ingénierie de haut niveau, EDF aurait pourtant un rôle à jouer pour créer les fondations d'une filière nationale.**

3.– La nouvelle logique concurrentielle semble également avoir inspiré une stratégie de conquête commerciale parfois contraire à la solidarité de la filière française de l'électronucléaire

Confronté à la nécessité de réduire ses coûts pour améliorer sa performance opérationnelle, le groupe EDF a progressivement mis en concurrence ses fournisseurs habituels, en particulier Areva. La distension des liens entre les deux entreprises a encore été accrue, au cours de la décennie 2000, par l'évolution de leurs stratégies qui pouvaient les conduire à s'affronter sur certains marchés à l'exportation. L'ensemble des facteurs expliquant la **situation de conflit larvé entre les deux entreprises** a été exposé par le co-rapporteur Camille de Rocca Serra dans son dernier rapport spécial <sup>(1)</sup>.

---

(1) Rapport spécial précité Participations financières de l'État.

Devant une telle situation, le Conseil de politique nucléaire a adopté plusieurs décisions qui ont conduit EDF à retrouver des liens étroits avec son fournisseur historique.

• Le 28 juillet 2010, le Conseil de politique nucléaire annonçait des **« décisions [visant] à renforcer la filière nucléaire française, élément stratégique de la politique énergétique et industrielle de la France. »**

Était prévue à cet effet la constitution d'un partenariat plus poussé entre EDF et Areva : *« Afin de renforcer l'unité de la filière nucléaire française autour de ses champions nationaux, un accord de partenariat stratégique entre EDF et Areva couvrant l'ensemble de leurs domaines d'activité d'intérêt commun sera mis en place. A l'amont du cycle, cet accord visera à conforter la sécurité et la compétitivité de l'approvisionnement en combustible. S'agissant de l'exportation de centrales nucléaires, les deux entreprises mettront en place, chaque fois que les besoins des clients le nécessiteront, une organisation s'appuyant sur la compétence d'exploitant et d'architecte-ensemblier d'EDF. »*

De même, était prévue la poursuite de la certification de l'ATMEA, réacteur de moyenne puissance de troisième génération développé par Areva, en y associant EDF (entre autres).

Le 21 février 2011, le Conseil réitérait ces préconisations, en précisant le périmètre du partenariat qui couvre les champs suivants :

– la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours <sup>(1)</sup> ;

– l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant ;

– la gestion du cycle du combustible, *« afin de qualifier de nouveaux produits combustibles et de renforcer la coopération industrielle sur le stockage des déchets radioactifs. »*

• Sur cette base, un protocole d'accord entre les deux entreprises est signé le 25 juillet 2011 - mais ne se concrétise par plusieurs accords opérationnels qu'en février 2012.

Dans ce contexte, même si – comme le CPN du 27 juillet 2010 le précise : *« cet accord, à caractère non exclusif, ne remet pas en cause la capacité des deux entreprises à coopérer avec d'autres industriels du secteur »* -, certains choix récents d'EDF peuvent surprendre : ainsi, **en septembre 2011, EDF passe commande à Areva de 32 générateurs de vapeur de 1 300 MW sur les 44 qui étaient prévus pour janvier 2010.** Cette opération s'est déroulée dans le cadre d'un appel d'offre international soumis à la réglementation européenne. Cependant, outre un décalage de plus d'un an et demi, le Comité de groupe européen d'Areva s'étonne que **les 12 autres générateurs aient été demandés à Westinghouse**

---

(1) Un à Flamanville, un à Olkiluoto en Finlande, deux à Taishan en Chine.

**Electric Company**, car, selon lui, l'entreprise américaine n'aurait « *quasiment plus les compétences requises en matière de générateur de vapeur* » - ce que les rapporteurs ne sont pas en mesure d'apprécier. Le CGE craint donc que cette commande ne permette à un concurrent direct de redévelopper ses capacités dans cette activité. EDF a, de son côté, précisé aux rapporteurs que cette diversification des fournisseurs répondait en particulier au souci de sécuriser davantage les délais de livraison d'outils essentiels aux bonnes performances de ses centrales.

• Depuis, en février 2012, les deux groupes se sont retrouvés sur deux points fondamentaux :

– en premier lieu, est trouvé un **accord sur le principe d'un partenariat avec Areva pour la fourniture d'un volume global de 20 000 tonnes d'uranium sur la période 2014-2030**. L'accord ouvre également la possibilité pour EDF de prendre des parts dans de nouvelles mines d'uranium, en contrepartie d'une part de sa production future ;

– enfin, **la convergence des projets développés séparément par les deux entreprises en matière de réacteurs de moyenne puissance semble possible**. Rappelons qu'Areva, en coopération avec Mitsubishi, travaille sur le projet Atmea inspiré de l'EPR quand EDF et le groupe CGNPC <sup>(1)</sup> développent un réacteur fondé sur le CPR 1000. Selon les informations recueillies par les rapporteurs, des discussions seraient en cours pour permettre un rapprochement des deux projets.

Au-delà de ce dossier, **les rapporteurs s'étaient étonnés d'apprendre qu'un protocole d'accord avait été signé entre EDF et le groupe CGNPC le 29 avril 2010 sans qu'Areva y soit associé à l'époque**. Il précise les modalités du « *Global partnership agreement* » signé entre les deux électriciens le 26 novembre 2007, à l'occasion de la visite du Président de la République française en Chine. Outre une coopération sur les marchés nucléaires émergents, il y est notamment envisagé que l'électricien chinois puisse (réciproquement à EDF en Chine) « *participer aux nouveaux projets nucléaires d'EDF en France et dans d'autres pays comme investisseur ou fournisseur de services* » et bénéficier de la qualification par EDF des équipements et fournisseurs de l'entreprise chinoise pour les besoins d'EDF en Chine et ailleurs...

Depuis, **le 21 février 2011, le Conseil de politique nucléaire a chargé l'administrateur général du CEA de conduire des négociations avec les autorités chinoises, en vue d'un partenariat global entre la France et la Chine, portant sur l'ensemble des activités nucléaires civiles, y compris la sûreté**. « *L'ensemble des acteurs de l'industrie nucléaire française seront associés à ce partenariat.* » [cf. infra]

---

(1) *China Guangdong Nuclear Power Holding Corporation.*

## B.– DES POSITIONNEMENTS QUE LE NOUVEAU CONTEXTE DEVRAIT L'AMENER À RÉVISER.

### 1.– Un contexte profondément modifié, de nouvelles exigences nationales

● La demande annuelle d'électricité atteignait en France environ 542 TWh (térawatt-heure) en 2009 - dont 143 pour l'industrie, les transports et l'agriculture. Les hypothèses d'une augmentation de son volume, sur lesquelles se fondent certains scénarii <sup>(1)</sup>, font débat. Elles ne prennent pas en compte les économies d'énergie potentielles, qu'elles soient recherchées positivement grâce aux encouragements de divers dispositifs de politique publique en matière d'efficacité et de sobriété énergétique, ou qu'elles marquent une adaptation des habitudes au renchérissement de la facture.

Pour autant, en l'état actuel des technologies, des contextes et comportements de consommation, il paraît encore difficile d'espérer que dans les dix prochaines années, cette consommation ne se réduise au point de neutraliser le déficit de production électrique induit par la fermeture de 22 réacteurs (qui fournissent 30 % de la production du parc nucléaire), même contrebalancée par le développement d'autres sources.

**La question de la sécurisation de l'approvisionnement national en électricité se pose donc à court et moyen terme.**

● Par ailleurs, l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima en mars 2011 a confirmé aux yeux du monde **la nécessité d'une exigence optimale en matière de sûreté nucléaire.**

Le Conseil de politique nucléaire déclare en introduction de son communiqué du 8 février 2012 : « *Le choix du nucléaire a une contrepartie indissociable et constante : une exigence absolue en matière de sûreté nucléaire et de transparence.* »

« *Après [Fukushima], on a décidé d'écarter la notion de probabilité et d'intégrer l'improbable dans nos scénarios.* » commente le Président-directeur général d'EDF, M. Henri Proglio, à la publication des préconisations de l'ASN <sup>(2)</sup>.

La veille de la remise de l'avis de l'ASN, la ministre de l'Écologie, du développement durable, des transports et du logement, Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, expliquait <sup>(3)</sup> : « *Il n'y a que deux solutions. Soit l'Autorité recommande la fermeture et il y a fermeture, soit elle recommande des travaux importants et à ce moment-là, il y a le choix entre faire les travaux – et intégralement les travaux – ou fermer.* »

---

(1) Elle monterait d'ici 2030 à 570 TWh selon l'UFE, 630 pour RTE.

(2) Le Monde daté du 5 janvier 2012.

(3) Le Monde daté du 4 janvier 2012.

Elle ajoute plus tard <sup>(1)</sup> : « *Si l'on pense qu'une mesure peut augmenter la sûreté, il faut la prendre, quel qu'en soit le coût. En matière de sûreté nucléaire, il n'y a pas de balance coût/bénéfice.* » Et précise : « *un exploitant, lui, peut estimer qu'il y a des prescriptions auxquelles il lui est impossible de se conformer et choisir de fermer une installation. C'est sa responsabilité. Il peut le faire pour des raisons économiques, mais aussi techniques.* »

L'injonction de l'État est désormais claire : il est urgent d'agir ; et **les choix d'investissements en matière de sûreté doivent être fondés sur des critères techniques, et non financiers.** L'impossibilité de mettre en œuvre les préconisations de sûreté emporterait même la fermeture pure et simple du site, soit la perte de sa production.

*a) Des investissements dans la maintenance lourde qui ne peuvent plus être différés et pourraient au moins doubler.*

• En tout état de cause, **même hors hypothèse d'une prolongation de l'activité des centrales au-delà de 40 ans, deux facteurs rendraient l'augmentation de l'effort d'investissement de maintenance inévitable :**

– le premier est le maintien du taux de disponibilité des centrales à un niveau acceptable, pour éviter de commettre les mêmes erreurs que par le passé ;

– le second découle des évaluations de sûreté faites par l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima.

#### LES INVESTISSEMENTS SUPPLÉMENTAIRES PRÉCONISÉS PAR L'ASN

Suite à l'accident de Fukushima survenu le 11 mars 2011, le Gouvernement a demandé à l'ASN le 23 mars 2011 un **audit de la sûreté des centrales nucléaires françaises**. Le rapport s'est fondé sur des inspections ciblées qu'elle a pu mener, des évaluations complémentaires des exploitants et leur analyse par l'IRSN. L'avis ASN n°2012-AV0139 a été remis au Premier ministre le 3 janvier 2012.

Il contient deux conclusions principales :

– **aucun arrêt de centrale n'est exigé, preuve que le niveau de sûreté du parc est satisfaisant.** EDF n'est donc pas tenu de fermer la centrale de Fessenheim, la plus ancienne de France, sous réserve de travaux complémentaires ;

– des **investissements supplémentaires** pour l'ensemble des exploitants sont en revanche exigés pour **améliorer la robustesse** des centrales existantes **face aux situations extrêmes** (aléas naturels, perte d'alimentation en eau ou en électricité).

Ces investissements supplémentaires doivent permettre de financer quatre séries de mesures :

1. la mise en place d'un « **noyau dur** » de dispositions matérielles et organisationnelles. Les exploitants doivent présenter **avant le 30 juin 2012** les dispositions qu'ils doivent prendre ;

(1) Le Monde daté du 5 janvier 2012.

2. La mise en place d'une « **force d'action rapide nucléaire** », qui a été conçue par EDF, et qui devra être opérationnelle d'ici la fin de cette année ;
3. Des mesures pour réduire les risques de **dénoyage des combustibles** usés entreposés dans les piscines ;
4. Une étude de faisabilité d'un dispositif supplémentaire pour protéger les **eaux souterraines et de surface** en cas d'accident grave.

Selon EDF, la prise en compte de ces nouvelles exigences représente un coût de l'ordre de 10 milliards d'euros, dont la moitié aurait déjà été intégrée au programme envisagé depuis juillet 2011 <sup>(1)</sup>.

Cependant, l'entreprise indique aux rapporteurs que : « *le chiffrage du coût des modifications demandées par l'ASN suite à l'examen des ECS post-Fukushima reste encore soumis à de nombreuses incertitudes, notamment en termes de coût et de planning de déploiement. Certaines solutions techniques restent notamment encore soumises à études.* »

En tout état de cause, **non seulement ces exigences incontournables et prioritaires alourdissent la facture mais elles accélèreront vraisemblablement la mise en œuvre des investissements.** S'agissant des mesures de renforcement de la sûreté et de la sécurité, elles devront sans doute être réalisées d'ici 2015 au lieu de 2020 comme cela était envisagé initialement. EDF doit faire le point avec l'ASN en juin 2012 sur les travaux précis à programmer et leur calendrier.

• En faisant le projet de prolonger, *si possible*, le fonctionnement des centrales jusqu'à 40 ans et peut-être au-delà, EDF a été amenée par ailleurs à proposer un programme d'investissements massif, dont l'estimation reste cependant délicate et en augmentation constante depuis 2008 : 23 milliards d'euros fin 2008, 35 milliards d'euros en mai 2010, le chiffre atteint 40 milliards d'euros <sup>(2)</sup>. Finalement, le programme d'investissements pour les années 2011-2025, présenté en juillet 2011, intègre une hypothèse haute de 50 milliards d'euros sur 15 ans.

Cette réévaluation constante à la hausse n'est pas le seul reflet des difficultés liées à l'évaluation des charges futures. Elle est aussi le résultat d'un calcul effectué sur un périmètre plus large et qui prend en compte une connaissance plus précise des besoins futurs.

---

(1) Ce programme incluait déjà, dès les premières visites décennales du palier 1300 MW (donc dès 2015), des dépenses liées à l'amélioration additionnelle de la sûreté, notamment par la construction de moyens complémentaires (renforcement des alimentations en électricité et en eau des réacteurs). Il incluait également un programme de rénovation des réacteurs (« grand carénage »), nécessaire à la fois pour améliorer la disponibilité des réacteurs et pour les préparer à une exploitation significativement au-delà de 40 ans.

(2) Henri Proglito déclarait au Monde (5 janvier 2012) : « Avant Fukushima, nous avions prévu 40 milliards d'euros pour porter la durée de vie des 58 réacteurs à 60 ans ... je dirais que le surcoût des mesures prises après Fukushima s'élève à moins de 10 milliards. »

Au demeurant, elle n'est **pas définitive** puisqu'elle repose sur l'objectif d'atteindre une durée de fonctionnement des centrales de 60 ans, alors que cette autorisation ne peut être donnée que par l'ASN sur le fondement des conclusions de ses visites décennales.

- C'est donc à **une évaluation totale de 55 milliards d'euros** que l'on parvient actuellement pour les investissements auxquels EDF devra procéder pour maintenir le niveau de production de son parc nucléaire – au lieu des 25 milliards d'euros que représenterait le rythme actuel des investissements de maintenance.

Les trois facteurs rendraient nécessaire plus qu'un doublement du rythme pratiqué entre 2008 et 2010, passant d'un montant annuel de 1,5 milliards d'euros sur cette période à près de **3,7 milliards par an jusqu'en 2025**.

Le tableau suivant récapitule l'évolution des évaluations successives des investissements annuels nécessaires.

*(en milliards d'euros 2010)*

<b>Coût annuel</b>	<b>Montant</b>
Avant 2000	non connu
Moyenne 2008-2010	1,5
En 2010	1,75
D'ici 2015 avec un programme de 50 milliards d'euros avant impact Fukushima	3,4
Estimation d'ici 2012 d'un programme de 55 milliards d'euros après impact Fukushima	3,7

*Source : Cour des comptes.*

- Selon les projections de la Cour des comptes, **ces investissements accrus feront augmenter le coût courant économique de production de 10 %**.

**L'ÉVOLUTION FUTURE DES INVESTISSEMENTS DE MAINTENANCE AURA UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LE COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE**

À partir d'estimations du coût de production du mégawatheure qui diffèrent selon les méthodes utilisées, les analyses de la Cour des comptes mettent en évidence deux enseignements principaux :

- l'impact sur le coût de production des charges futures provisionnées, dont le montant est pourtant le plus incertain, n'est pas significatif : ainsi, un doublement des devis de démantèlement augmenterait le coût de production de 5 % ; le doublement du devis de l'ANDRA pour la gestion des déchets conduirait à une augmentation de seulement 1 % ;

- en revanche, **l'impact de la forte progression à venir des investissements de maintenance est nettement plus sensible : il est compris entre 10 et 15 %** comme le montre le tableau suivant.

**RÉSULTATS DU COÛT DU MWh EN 2010  
SELON LES DIFFÉRENTES MÉTHODES D'ÉVALUATION ENVISAGÉES**

*Production 2010 : 407,9 TWh.*

Appellation	Méthodologie	Total (en M€ 2010)	Coût au MWh produit	
			<i>Avec un programme d'investissement de maintenance de 1,7 milliard d'euros/an</i>	<i>Variation avec un programme d'investissement de maintenance de 3,7 milliards d'euros/an</i>
Coût comptable	Tient compte de l'amortissement du parc mais pas de la rémunération du capital	13 644	33,4 €/MWh	+ 14,5 %
Coût selon l'approche de la Commission Champsaur	Tient compte de l'amortissement du parc et de la rémunération du capital non amorti	13 489	33,1 €/MWh	+ 14,5 %
Coût comptable économique complet (C3P)	Tient compte de l'amortissement, de la rémunération du capital non amorti et de l'augmentation du coût du parc de remplacement	16 238	39,8 €/MWh	-
Coût courant économique (CCE)	Ne tient pas compte de l'amortissement du parc actuel, mais rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation	20 146	49,5 €/MWh	+ 9,5 %

*Source : Cour des comptes.*

- À ces projections, il faudrait ajouter les dépenses induites par la construction de l'EPR de Flamanville, comme par la poursuite d'un second projet d'EPR à Penly que le Conseil de politique nucléaire vient de décider le 8 février dernier.

Évalué à 3,3 milliards d'euros en 2006, le premier chantier, entamé concrètement fin 2007, accuse une augmentation nette de ses coûts de construction puisque EDF mise aujourd'hui sur **un budget final de 6 milliards**. Cette centrale

est dès à présent construite pour durer 60 ans. Néanmoins, selon les dernières estimations, **ses futurs coûts de production s'établiraient au minimum entre 70 et 90 €/MWh**. Leur impact ne sera pas neutre sur la formation des tarifs de l'électricité.

#### LES PERSPECTIVES DE L'EPR DE FLAMANVILLE

Interrogé par les rapporteurs, le groupe EDF précise :

L'EPR de Flamanville (1630 MW) est le premier réacteur de type EPR construit en France. Le chantier a bien progressé en 2011 :

- 88% du Génie-Civil était achevé à fin décembre 2011.
- Les montages électro-mécaniques se sont poursuivis, avec un avancement global de 21% à fin décembre 2011.

Le planning global du projet a été revu l'été dernier : il prévoit la commercialisation des premiers kWh produits par Flamanville 3 en 2016.

En ligne avec ce nouveau calendrier industriel, la prochaine étape importante sur site est la pose du dôme du bâtiment réacteur prévue à l'été 2012. Viendra ensuite l'introduction de la cuve dans le bâtiment réacteur.

Le coût de construction du projet a été réévalué l'été dernier à environ 6 milliards d'euros, en cohérence avec son nouveau calendrier.

La compétitivité de l'EPR de Flamanville 3 n'a de sens que dans le cadre d'une industrialisation du produit à l'échelle européenne et mondiale. Cette industrialisation est amorcée, avec le partage du retour d'expérience des chantiers d'Olkiluoto, de Flamanville et de Taishan. En tout état de cause, Flamanville 3 reste compétitif par rapport à des moyens thermiques à flamme neufs, en intégrant des évolutions probables de prix du charbon ou du gaz, ainsi qu'une valorisation du CO<sub>2</sub>.

*N.B. : le coût d'un EPR de série serait estimé à 5 milliards d'euros.*

#### *b) L'aboutissement du nouveau positionnement commercial et partenarial demandé par le CPN*

• Enfin, **confirmant son objectif**, énoncé dès juillet 2010, **de renforcer la cohérence de la filière française du nucléaire** et de sa position internationale<sup>(1)</sup>, le Conseil de politique nucléaire annonce le 8 février 2012 l'aboutissement de plusieurs accords majeurs entre EDF et Areva :

– un accord sur le développement en commun de réacteurs de 1 000 MW de troisième génération ;

– un accord relatif à l'approvisionnement de long terme d'EDF en uranium. Il porte sur la période 2014-2030 et sur un volume de 20 000 tonnes d'uranium.

---

(1) « La filière industrielle française est mobilisée, au service du parc nucléaire français et des perspectives internationales » *annonce le CPN.*

*« Après la signature en juillet 2011 d'un accord technique et commercial relatif à la poursuite de l'optimisation de l'EPR, à l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, à la gestion du cycle du combustible, **EDF et Areva ont désormais un partenariat stratégique complet et opérationnel.** »*

• Il annonce en outre que : *« le ministre chargé de l'énergie et l'administrateur général du CEA se rendront en Chine pour préciser les conditions du partenariat avec la Chine dans le domaine des réacteurs de moyenne puissance qui passera par un **accord tripartite entre EDF, Areva et CGNPC.** »*

La Chine est aujourd'hui, en effet, le premier marché énergétique et électrique du monde. Sa population représente vingt fois celle de la France et sa production électrique est encore dépendante à 85 % du charbon. Elle a donc choisi de développer, rapidement, son parc de production nucléaire : 15 réacteurs sont en exploitation, 30 en construction, avec un objectif de 70 à 100 GW installés en 2020, et au moins 10 nouveaux réacteurs par an dans les années suivantes.

L'industrie française, dont notamment EDF et Areva, participe à la réalisation de ces réacteurs depuis le début du programme chinois dans les années 1980 jusqu'à la construction, en cours, des deux EPR de Taishan.

L'enjeu est double : il s'agit d'être activement impliqué sur le marché le plus dynamique afin de conserver et développer les capacités nécessaires à la maîtrise industrielle et d'être associé à l'innovation qui émergera de ce dynamisme. Le second enjeu est d'entraîner dans ce partenariat le tissu industriel nucléaire français.

A ce propos, EDF observe qu' : *« on peut noter que l'industrie française qui a accompagné EDF dans le développement du programme nucléaire chinois, continue à bénéficier de ce marché. »* Plus de 70 PME-PMI, réunies avec de grands fournisseurs au sein de l'association PFCE <sup>(1)</sup> que le groupe préside depuis 15 ans, sont impliquées dans la construction d'une vingtaine de réacteurs CPR 1000, ainsi que des deux EPR de Taishan. Le chiffre d'affaires dégagé par l'ensemble des membres de PFCE est de près de 100 millions d'euros pour chaque CPR 1000, et 350 millions d'euros sont déjà acquis sur les EPR.

---

(1) Partenariat France Chine Electricité.

**LE DÉVELOPPEMENT D'UN RÉACTEUR DE MOYENNE PUISSANCE  
DE 3<sup>ÈME</sup> GÉNÉRATION COMME CONCRÉTISATION  
DU NOUVEAU PARTENARIAT TRIPARTITE EDF-AREVA-CGNPC**

Interrogé par les rapporteurs, le groupe EDF indique :

Le 8 février 2012, EDF et Areva ont finalisé un accord sur le développement, en commun avec la CGNPC, d'un nouveau modèle de réacteur de moyenne puissance (1 000 MW).

**La vocation première de ce réacteur est d'être construit en Chine** pour contribuer à répondre aux immenses besoins énergétiques du pays, et de pouvoir être proposé sur le marché international des réacteurs de 1 000 MW. *« En ce qui concerne les constructions nouvelles, les trois partenaires se sont organisés pour être en mesure de répondre à un éventuel appel d'offre d'un pays tiers en 2012. »*

Ce partenariat stratégique a pour objectif de **conforter la filière industrielle française et les emplois associés sur le territoire national et de garantir le maintien du savoir-faire d'EDF, d'Areva et de la filière industrielle dans le secteur nucléaire**, ainsi que la performance du parc nucléaire d'EDF.

EDF précise que le nouveau modèle *« pourra intégrer dans ses options techniques certains éléments issus des études effectuées pour le réacteur ATMEA1 dès lors qu'ils contribuent aux objectifs de sûreté et de performance. »*

Le groupe observe également : *« Le développement d'un tel réacteur, répondant aux objectifs de sûreté de troisième génération, reposera sur l'expérience réussie acquise par les industriels français et chinois dans la conception, la construction et l'exploitation de réacteurs nucléaires : après la construction du parc français de 58 réacteurs et la participation à la réalisation du CPR1000 chinois (lui-même issu du modèle 900 MW français et intégrant des améliorations issues de l'ensemble de ses réacteurs), EDF a en particulier accumulé une expérience d'exploitation considérable (...), et la Chine, avec ses nombreux chantiers nucléaires en cours, possède actuellement la plus grande expérience en matière de construction. Ce nouveau modèle de réacteur sera développé dans le cadre d'une démarche industrielle initiée par EDF avec ses partenaires historiques. »*

A la demande des interlocuteurs chinois, l'accord conclu en avril 2010 entre EDF et la CGNPC prévoyait une analyse commune des possibilités de pousser le niveau de sécurité et les performances du CPR 1000+ vers le niveau de troisième génération. Il n'est pas exagéré de penser que le futur *basic design* pourrait partir, de préférence, du modèle chinois. Ce qui n'interdit pas cependant à l'administrateur général du CEA de souhaiter qu'ils aboutissent à un socle commun entre les technologies de l'ATMEA1 et du nouveau réacteur.

• Quoi qu'il en soit, EDF nuance sa position en matière d'exportation de l'offre de la filière française. Aux rapporteurs, elle indique : *« Le partenariat avec Areva est bien sûr favorisé, notamment au travers du développement du nouveau modèle 1000 MW. Néanmoins, la diversité des sollicitations qu'EDF reçoit en tant qu'exploitant nucléaire conduit à ne pas exclure d'autres partenariats et d'autres technologies, qui sont d'ailleurs autant d'opportunité pour les industriels d'élargir leur périmètre d'activité et de compétence. »*

## 2.– Une marge de manoeuvre financière plus contrainte

● **Depuis 2007, le groupe n'est plus en mesure d'autofinancer ses investissements** de croissance externe comme interne. En 2008, l'entreprise constatait une insuffisance de trésorerie, après les investissements nécessaires à la production et la dotation au portefeuille d'actifs dédiés, de l'ordre de 3,7 milliards d'euros. Avec le versement du dividende voté, le besoin montait à 6,1 milliards – avant toute opération de croissance.

En 2010, avant même la montée en charge du programme d'investissements annoncé par le nouveau plan d'action stratégique 2011-2015, les investissements réalisés en 2010, d'un niveau pourtant inférieur, débordent de 3,8 milliards d'euros les flux de trésorerie générés par l'exploitation.

● Les besoins futurs seront d'autant plus lourds que l'internationalisation des activités d'EDF induit aussi des besoins d'investissements considérables dans la décennie pour financer les projets de construction de plusieurs nouveaux réacteurs comme pour entreprendre des travaux de renforcement de la sécurité dans les installations dont elle est désormais l'exploitant.

Ces programmes conséquents et cumulatifs posent de manière plus aiguë la question du financement de l'entreprise.

Face aux préconisations de l'ASN, le Président-directeur général du groupe, M. Henri Proglio, affirme néanmoins que « *[leur] capacité d'investissement sera au rendez-vous. EDF investit plus de 11 milliards d'euros par an à travers le monde, dans les centrales, les réseaux, les énergies renouvelables...* »<sup>(1)</sup>.

*a) Un plan d'action stratégique 2011-2015 qui a l'ambition de conjuguer les priorités nationales avec ses engagements internationaux*

● Comme cela a été déjà exposé [II.A.1.b], EDF entend *notamment* poursuivre son développement en Grande-Bretagne et en Italie, comme sa progression sur le marché américain.

Si le groupe tend depuis quelques années à accentuer le poids relatifs des investissements opérationnels en France (63 % de 9,8 milliards d'euros en 2009, 65 % de 10,3 milliards puis 66 % de 11,1 milliards), le niveau des investissements à l'international se maintiendrait, au moins en volume, au sein d'**une enveloppe totale qui croîtrait jusqu'à 15 milliards annuels en 2015**<sup>(2)</sup> [pour plus de détails voir ci-après].

---

(1) Le Monde daté du 5 janvier 2012.

(2) Avant évaluation des surcoûts induits par les préconisations de l'ASN.

L'engagement d'EDF dans la construction de centrales EPR au Royaume-Uni pourrait peser lourd. Mais il dépendra des dispositifs qui seront adoptés localement pour encadrer le risque financier porté par ces investissements.

Pour poursuivre et optimiser ses projets à l'international tout en ménageant l'équilibre financier du groupe, EDF dit également travailler à favoriser « *les synergies* » entre ses différentes structures pour en limiter les hausses de coûts. En s'appuyant sur une organisation des métiers au niveau du groupe, la mutualisation des achats, *l'élargissement des panels fournisseurs...*, mais aussi sur la poursuite de ses efforts de maîtrise des coûts d'exploitation et d'amélioration de la performance opérationnelle, 705 millions d'euros auraient déjà été économisés en 2011. EDF a pour objectif un gain d'environ 2,5 milliards d'euros cumulés à l'horizon 2015.

- Efforts d'autant plus nécessaires que l'entreprise sera confrontée dans les prochaines années au défi fondamental du renouvellement de ses compétences, ainsi qu'à la nécessité de renforcer ses équipes chargées de la sûreté et de la sécurité nucléaires. 30 % de ses effectifs en France pourraient partir à la retraite d'ici 2016, en particulier dans les métiers de la production, de l'ingénierie et de la distribution. Ces futurs besoins n'ont « *pas été suffisamment anticipés* », reconnaît-elle. Or, ce renouvellement exige de créer une **charge d'emploi supplémentaire** (temporaire ? – de l'ordre de 2 300 personnes) pour donner le temps de former les jeunes recrues. En 2011, le groupe aurait réalisé plus de 12 000 recrutements, dont près de la moitié à EDF SA et ERDF. En 2012, il envisage 6 000 autres embauches.

EDF dit, d'autre part, maintenir son niveau d'investissements dans la recherche et l'innovation (500 millions d'euros annuels) pour travailler sur trois axes majeurs : le *mix* énergétique décarboné, les réseaux (projets *smart grids* : des réseaux électriques permettant d'ajuster finement l'offre et la demande d'énergie) et la maîtrise de la demande énergétique.

- En sus de ses obligations en matière de maintenance du parc, dans le domaine nucléaire et de la poursuite, voire du lancement des chantiers du « nouveau nucléaire » en France [II.B.1.a], EDF a l'ambition de faire progresser la part des énergies renouvelables (cumulée avec celle de l'hydraulique) de 19 % en 2010 à 25 % en 2020 sur l'ensemble de son parc qui augmenterait lui-même en capacité de 158 GW bruts (137 nets) à 200 GW bruts (162 nets)<sup>(1)</sup>. Grâce à cette évolution, la part de l'énergie carbonée diminuerait de 27 à 25 % sur la même période.

EDF Energies nouvelles aurait atteint un record de mises en services de 692 MW nets en 2011 en Europe et aux États-Unis. Elle s'est en outre portée candidate à l'appel d'offres offshore de 3 000 MW lancés sur cinq sites de la côte française.

---

(1) Selon le plan d'actions stratégiques présenté par le groupe en juillet 2011, il viserait au moins une augmentation de la puissance du parc nucléaire français d'environ 400 MW à horizon 2018.

Le Groupe n'a cependant pas précisé si l'effort porté spécifiquement sur la France suivrait le même rythme de développement...

*b) Des résultats 2011 satisfaisants*

Le groupe EDF a publié, le 16 février dernier, un communiqué de presse présentant les résultats de l'exercice 2011. Il est donc possible de décrire à grands traits l'évolution de la situation financière de l'entreprise au cours de l'année écoulée, sans pouvoir néanmoins fournir une analyse fine de ses comptes.

Ceux-ci sont caractérisés, en 2011 comme les années précédentes, par un niveau satisfaisant de rentabilité et un endettement élevé mais soutenable. L'analyse du tableau des flux de trésorerie fait néanmoins ressortir un besoin structurel de *cash* qui devrait s'accroître dans les années à venir en raison de la montée en charge du programme d'investissements.

**LES PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'EDF  
ENTRE 2007 ET 2010**

Trois traits dominants caractérisent la situation financière d'EDF sur la période 2007-2010.

La **rentabilité** du groupe est élevée et stable avec une marge d'excédent brut d'exploitation autour de 25 % sur la période. La rentabilité nette connaît un creux passager en 2010 en raison de provisions passées sur les activités internationales. Sur la période, les activités françaises sont proportionnellement plus rentables que les activités menées à l'international.

Ce haut niveau de rentabilité entraîne deux conséquences.

D'une part, l'**endettement financier net** du groupe est certes substantiel puisqu'il est, depuis 2008, d'un montant supérieur à celui des fonds propres. Il est néanmoins soutenable compte tenu de la forte rentabilité du groupe – la dette financière nette restant couverte par environ deux années d'excédent brut d'exploitation.

D'autre part, la **capacité d'autofinancement** du groupe est stable et substantielle, à plus de 10 milliards d'euros chaque année sur la période. Le groupe est ainsi en mesure d'investir, à partir de 2008, des sommes importantes – 18,9 milliards d'euros d'investissements nets par an entre 2008 et 2010 – tout en continuant à verser un dividende élevé – supérieur à 2 milliards d'euros en moyenne sur la période.

● Après le « trou d'air » de 2010 qui avait été marqué par d'importantes provisions passées sur les activités internationales, le groupe EDF retrouve un **niveau de rentabilité satisfaisant**. Comme l'illustre le tableau suivant, ce rebond ne permet toutefois pas au groupe de retrouver les excellents résultats des années 2007 à 2009.

**RENTABILITÉ DU GROUPE EDF**

(en % du chiffre d'affaires)

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Marge d'EBE *</b>	25,5	22,2	26,3	25,5	22,7
<b>Marge nette</b>	9,7	5,5	6,2	1,9	5

\* Excédent brut d'exploitation

L'exercice 2011 est marqué par une diminution de près de trois points de la marge d'EBE. Une telle évolution est due à une hausse de 4 milliards d'euros, par rapport à 2010, des achats de combustible et d'énergie, qui n'a pas fait l'objet de précisions dans la communiqué de presse publié par le groupe.

En dépit de cette évolution négative, le compte de résultat d'EDF semble solide.

**Le coefficient de disponibilité du parc nucléaire français ressort en nette hausse**, de 78,5 % en 2010 à 80,7 % en 2011. La production d'électricité nucléaire a ainsi progressé de 3,2 % en France. Une telle évolution, qui pourrait avoir accru le résultat opérationnel du groupe de l'ordre de 750 millions d'euros<sup>(1)</sup>, serait notamment due au remplacement progressif des gros composants, qui permet de limiter le nombre d'avaries. Il semble que le coefficient de disponibilité pourrait continuer à augmenter dans les années à venir en raison de la poursuite de ce programme de modernisation et d'une meilleure optimisation de la gestion des arrêts.

À 3,2 milliards d'euros, le résultat net consolidé retrouve un niveau proche de celui prévalant avant 2010. La marge nette, à 5 %, reste néanmoins inférieure à celle constatée en 2007 et 2009.

Au total, les résultats du groupe ressortent en ligne avec les objectifs fixés.

La rentabilité du groupe **par secteurs géographiques** reste marquée par la prédominance des activités françaises. Celles-ci dégagent en effet une marge d'EBE de l'ordre de 24,5 %, contre 22,3 % au Royaume-Uni et seulement 9 % en Italie. Les activités dans ce dernier pays seraient encore handicapées par les marges négatives dégagées sur certains contrats gaziers – lesquels seraient en cours de renégociation.

Enfin, la diversification du groupe dans les **énergies renouvelables** semble commencer à porter ses fruits. La croissance de l'excédent brut d'exploitation ressort à 17,4 % par rapport à 2010 en raison de la mise en service de nouvelles unités de production. L'excédent brut d'exploitation d'EDF Énergies nouvelles s'établit ainsi à 560 millions d'euros en 2011, avant retraitement de consolidation aux bornes du groupe EDF.

---

(1) On estime qu'une hausse d'un point du coefficient de disponibilité entraîne une augmentation de 250 millions de l'excédent brut d'exploitation.

• Il faut néanmoins observer que ces résultats sont encore amoindris par la persistance d'un **déficit à la charge d'EDF généré par le dispositif de la contribution au service public de l'électricité (CSPE)**. Ce déficit est apparu à compter de 2007 et n'a cessé de se creuser ensuite, jusqu'au rapport d'information n° 2818 de MM. Michel Diefenbacher et Jean Launay qui, en septembre 2010, ont proposé des mesures de rééquilibrage (*voir ci-dessous*).

Malgré les réaménagements adoptés à cette fin dans la loi de finances pour 2011, ce n'est qu'en 2015 que l'équilibre pourra être retrouvé – indépendamment du coût du portage financier induit par le déficit passé et les avances sur créance, et abstraction faite des coûts que représenteront encore les opérations administratives de traitement des demandes de compensation.

Au surplus, le rééquilibrage visé ne s'effectuera que si le tarif de la CSPE continue bien de progresser au rythme annuel d'environ +3 euros/MWh. Selon les projections d'EDF, sur la base des flux actuels, atteindre en 2015 une taxe de 17 €/MWh couvrirait la créance hors coûts de portage. À 19,5 €, elle rembourserait l'ensemble des frais.

**Or, l'ajustement ne s'opère automatiquement que si le ministre de l'Industrie de prend pas de décision différente sur le niveau de la contribution.** Dans le cas contraire, le déficit s'alourdirait à nouveau.

Mais notons aussi qu'à l'inverse, *une fois le déficit résorbé*, ces taux supérieurs pourraient *dégager un excédent* si ses charges d'obligation d'achat d'EDF restent équivalentes.

En tout état de cause, compte tenu des volumes financiers en jeu, cette compensation des charges constitue un enjeu non négligeable dans l'équilibre financier et la stratégie de développement du groupe EDF.

**LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ :  
UNE COMPENSATION DÉCALÉE DANS LE TEMPS ET INSUFFISANTE  
POUR COUVRIR LES COÛTS DE PORTAGE INDUITS**

● La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est une taxe assise sur la consommation d'électricité et payée par le consommateur sur sa facture. Instituée en 2003 <sup>(1)</sup>, elle sert à financer un ensemble de charges relatives aux **missions de service public** qu'EDF est chargé d'assumer.

Ces charges de service public d'électricité couvrent :

– les surcoûts résultant des **politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables** (obligation d'achat et appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie) ;

– les surcoûts de production d'électricité dus à la **péréquation nationale des tarifs dans les zones non interconnectées (ZNI)** (DOM, Corse, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes) ; les tarifs dans ces zones sont les mêmes que ceux appliqués en métropole continentale, alors que les moyens de production y sont beaucoup plus coûteux ;

– les charges liées à la mise en oeuvre des **dispositifs en faveur des personnes en situation de précarité** (tarif de première nécessité, aide au paiement des factures via le fonds logement).

● L'article L. 121-10 du code de l'énergie dispose que ces charges sont intégralement compensées à EDF par le montant de la CSPE.

Mais alors que ces missions de service public ont vu leur coût croître de façon modérée de 2003 à 2008, s'établissant entre 1,4 et 2 milliards d'euros par an, le mécanisme de compensation est devenu déficitaire à partir de 2009, en raison du fort développement des énergies renouvelables, notamment de l'énergie photovoltaïque.

Fin 2010, un moratoire sur le développement des projets photovoltaïque a été instauré et des dispositions prises dans la loi de finances pour 2011 <sup>(2)</sup> pour augmenter de façon automatique le montant de la CSPE. Fixée à 4,5 € par mégawattheure (MWh) de 2004 à 2010, elle a ainsi été réévaluée à 7,5 €/MWh en 2011, fixée à 9 €/MWh jusqu'au 30 juin 2012 et devrait passer à 10,5 €/MWh jusqu'au 31 décembre 2012.

● Mais pour couvrir les charges prévisionnelles en 2012, c'est-à-dire les charges prévisionnelles au titre de la seule année 2012, estimées à 4,3 milliards d'euros par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et la régularisation des charges de l'année 2010, soit au total **5,2 milliards d'euros**, la CSPE devrait être de 13,7 €/MWh. En conséquence, EDF supportera un défaut de compensation estimé à environ 1,3 milliard d'euros en 2012, qui devra être compensée les prochaines années.

Ce déficit ainsi reporté d'année en année a conduit à la formation d'une provision de créance à l'actif du bilan d'EDF de **4,6 milliards d'euros à la fin de l'année 2012** (en cumul). Compte tenu du plafonnement de l'augmentation de la CSPE fixé à 3 €/MWh par an, ce déficit ne se résorbera pas avant 2015.

Ce qui génère pour l'entreprise un coût financier (coût de l'endettement généré par le déficit) évalué à **950 millions d'euros** sur la période 2002-2015, coût supplémentaire pour lequel aucun mécanisme de compensation explicite n'est actuellement prévu.

(1) Par l'article 38 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

(2) Article 37 de la loi n° 2010-1657 de finances pour 2011 du 29 décembre 2011.

• Après une nette dégradation à partir de 2009, due à un mouvement d’acquisitions à l’international, **la structure financière du groupe EDF ne s’améliore pas à l’issue de l’exercice 2011.**

Les principales opérations de haut de bilan concernent la cession des parts du groupe dans la filiale allemande EnBW, générant un flux de trésorerie de 3,8 milliards d’euros, et la prise de contrôle d’EDF Énergies nouvelles, entraînant une sortie de trésorerie de 1,5 milliard d’euros. L’impact global de ces opérations est donc positif sur le niveau d’endettement du groupe. Toutefois, celui-ci poursuit sa progression en raison d’un besoin structurel de *cash* décrit plus bas.

La dette financière nette représente, au 31 décembre 2011, 2,2 années d’excédent brut d’exploitation, à un niveau se situant dans la moyenne du secteur.

• L’analyse du tableau de **flux de trésorerie** confirme les constats établis au cours des années précédentes. En dépit de leur niveau élevé, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont **insuffisants pour permettre de financer les investissements et le versement du dividende.** En conséquence, l’endettement du groupe poursuit sa progression.

Le tableau suivant permet de comparer les flux de trésorerie dégagés en 2011 à ceux des années précédentes.

**TABLEAU SIMPLIFIÉ DE FLUX DE TRÉSORERIE DU GROUPE EDF**

(en millions d’euros)

	2007	2008	2009	2010	2011	Moyenne 2007-2011
Activités opérationnelles	10 222	7 572	11 213	11 100	8 497	9 721
Investissement net	- 5 428	- 16 665	- 25 234	- 14 927	- 6 791	- 13 809
Financement	- 2 116	8 811	15 567	1 948	- 1 591	4 524
<b>Variation nette de la trésorerie</b>	<b>2 678</b>	<b>- 282</b>	<b>1 340</b>	<b>- 1 512</b>	<b>115</b>	<b>468</b>

Alors que les années 2008 à 2010 ont connu de substantiels **investissements nets** liés au développement des activités du groupe à l’international, l’année 2011 se distingue par une chute de plus de moitié de ce montant. Cette évolution serait principalement due à l’absence d’opération significative de croissance externe ainsi qu’à la cession de la participation dans la filiale allemande EnBW qui vient diminuer de 3,8 milliards d’euros le montant des investissements, net des désinvestissements.

Les flux nets liés aux **opérations de financement** ressortent à un niveau négatif pour la première fois depuis 2007. Une telle évolution est liée à la prise de contrôle d’EDF Énergies nouvelles ainsi qu’au versement du dividende. Elle ne s’explique pas, en revanche, par un mouvement de désendettement – le solde entre émissions et remboursements d’emprunt étant positif (avec un montant net de 1,8 milliard d’euros).

En conséquence, en 2011 comme depuis 2008, le financement des investissements – pourtant d'un montant plus limité que les années précédentes – et du dividende n'a pu être assuré par la seule trésorerie générée par l'exploitation. Le recours à un accroissement de l'endettement a été rendu, une nouvelle fois, nécessaire.

*c) Le financement du plan d'investissements prévu pour la période 2011-2015*

La caractéristique ainsi mise à jour des flux de trésorerie du groupe EDF peut susciter une interrogation quant à sa capacité à **financer le plan d'investissements prévu sur la période 2011-2015** alors que le groupe est déjà contraint, en 2011, d'accroître son endettement pour financer une année d'investissements de montant relativement limité. Il ressort toutefois des projections des flux de trésorerie sur la période que le plan d'investissement pourra être financé à la double condition que la croissance prévue de l'excédent brut d'exploitation soit effectivement constatée et que la résorption du déficit lié à la contribution pour le service public de l'électricité (CSPE) se réalise comme escompté.

● L'analyse des flux de trésorerie du groupe montre que, en 2011 comme depuis 2008, le groupe doit s'endetter pour financer ses investissements et le versement du dividende :

- le solde des flux de trésorerie hors flux liés aux apporteurs de capitaux – « *free cash-flow* » – ressort, en 2011, à un niveau négatif, à –1,5 milliard d'euros ;
- le montant du dividende atteint 2,4 milliards d'euros en 2011 (soit un taux de 60 %).

Toutefois, il convient de remarquer que, selon les informations transmises par EDF, le déficit du mécanisme de contribution pour le service public de l'électricité (CSPE) entraînerait un flux de trésorerie négatif de l'ordre du milliard d'euros.

Au final, **l'analyse du tableau de flux de trésorerie laisse penser qu'il existe un besoin de financement structurel de l'ordre de 2,9 milliards d'euros en 2011**. Sur la période allant de 2012 à 2015, le besoin cumulé atteindrait donc 11,6 milliards d'euros.

● À ces besoins, s'ajouteraient ceux découlant de l'accroissement des investissements découlant du **plan d'investissement** prévu pour la période 2012-2015.

*Hors compléments nécessaires pour répondre aux exigences supplémentaires de l'ASN*<sup>(1)</sup>, le groupe EDF a en effet prévu d'augmenter ses investissements opérationnels de 11,1 milliards d'euros en 2011 à un niveau

---

(1) Dont l'évaluation et la programmation sont encore à l'étude et ne seront arrêtées qu'en juin 2012.

compris entre 13 milliards d'euros à 15 milliards d'euros en 2015. Un tel effort entraînerait un besoin de financement cumulé compris entre 4,6 milliards d'euros et 9,6 milliards d'euros.

Le développement du groupe conduirait à une hausse des investissements qui lui sont consacrés de 3,7 milliards d'euros en 2011 à environ 5,5 milliards d'euros en 2015 <sup>(1)</sup>. Outre le développement à l'international et dans le secteur des énergies renouvelables, plusieurs investissements en France dans le nucléaire, l'hydraulique et le thermique <sup>(2)</sup> seraient compris dans les montants ainsi avancés.

L'accroissement des investissements sur la période 2011-2015 serait également lié aux dépenses de maintenance du parc nucléaire (*voir partie II.B.1 ci-avant*) qui passeraient d'environ 1,9 milliard d'euros en 2011 à un ordre de grandeur de 3,5 milliards d'euros en 2015 <sup>(3)</sup>.

En revanche, les investissements dans les activités régulés – réseaux principalement – resteraient stables.

**Au total, le groupe EDF devrait donc mobiliser, sur la période allant de 2012 à 2015, un montant cumulé de ressources compris approximativement entre 16,2 milliards d'euros et 21,2 milliards d'euros pour financer ses investissements.**

• Le **financement** de ces investissements pourrait être assuré par trois voies différentes.

En premier lieu, la croissance annuelle de l'excédent brut d'exploitation est prévue entre 4 % et 6 %. La réalisation d'un tel objectif générerait environ 7,8 milliards d'euros de ressources supplémentaires cumulées sur l'ensemble de la période <sup>(4)</sup>.

En second lieu, la dette financière nette serait en augmentation pour atteindre, au maximum, 2,5 années d'excédent brut d'exploitation en 2015. Le surplus de ressources ainsi empruntées pourrait s'établir à 11,7 milliards d'euros <sup>(5)</sup>. Il aurait pour conséquence une hausse de plus de dix points du rapport entre dette financière nette et capitaux propres <sup>(6)</sup>.

---

(1) Sur la base d'un montant total d'investissement de 15 milliards d'euros en 2015.

(2) Par exemple, chantier de l'EPR de Flamanville, usine hydraulique de Gavet, cycle combiné de Bouchain...

(3) Sur la base d'un montant total d'investissement de 15 milliards d'euros en 2015.

(4) Sur la base d'un taux de croissance annuelle de 5 % en moyenne.

(5) Hypothèses : croissance de l'EBE de 5 % en moyenne chaque année. Hausse du ratio dette financière nette/EBE de 0,1 point par an pour atteindre 2,5 en 2014 et 2015.

(6) Hypothèse de croissance de 6 % par an du résultat net part du groupe et d'un taux de distribution moyen de 60 %.

Enfin, après un pic attendu à 4,6 milliards d'euros en 2012, la créance liée à la contribution pour le service public de l'électricité (CSPE) devrait se résorber progressivement de 2013 à 2015 pour atteindre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2015. Sur la période 2012-2015, le surplus net de ressources atteindrait 2,1 milliards d'euros.

**Au total, dans l'hypothèse où l'objectif de croissance de l'excédent brut d'exploitation était respecté, le groupe pourrait mobiliser pour environ 21,6 milliards d'euros de ressources supplémentaires sur la période 2012-2015.**

Le tableau suivant explicite les calculs ainsi proposés.

**BESOINS D'INVESTISSEMENT PRÉVISIBLES (SCÉNARIO HAUT DU PLAN D'INVESTISSEMENT) ET LEUR FINANCEMENT**

(en millions d'euros)

		2011	2012	2013	2014	2015	Cumul 2012- 2015
<b>EMPLOIS</b>	Investissements annuels (a)	11 100	12 000	13 000	14 000	15 000	
	Croissance investissements - Scénario haut		900	1 900	2 900	3 900	9 600
	Besoin structurel constaté en 2011	2 900	2 900	2 900	2 900	2 900	11 600
<b>TOTAL besoins de financement sur la période</b>		<b>2 900</b>	<b>3 800</b>	<b>4 800</b>	<b>5 800</b>	<b>6 800</b>	<b>21 200</b>
<b>RESSOURCES</b>	Excédent brut d'exploitation (b)	14 824	15 565	16 343	17 161	18 019	
	Ressources générées par la croissance de l'EBE	-	741	1 519	2 337	3 195	7 792
	Dette nette/EBE	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	
	Stock de dette nette (c)	33 300	35 800	39 224	42 902	45 047	
	Ressources générées par l'accroissement de l'endettement	-	2 500	3 424	3 677	2 145	11 747
Ressources générées par la résorption de la créance liée à la CSPE	- 1 000	- 800	400	1 200	1 300	2 100	
Ressources générées selon objectifs financiers	-	2 441	5 344	7 214	6 640	21 639	
<b>SOLDE ENTRE EMPLOIS ET RESSOURCES</b>		<b>-3 900</b>	<b>-1 359</b>	<b>544</b>	<b>1 414</b>	<b>-160</b>	<b>439</b>

(a) Hypothèse de croissance régulière (1 milliard d'euros par an) pour atteindre 15 milliards d'euros en 2015.

(b) Hypothèse de croissance annuelle moyenne de 5 % (objectif fixé : entre 4 % et 6 %).

(c) Hypothèse d'une croissance régulière de l'endettement financier net pour atteindre 2,5 années d'excédent brut d'exploitation.

Cette analyse appelle plusieurs remarques.

– En premier lieu, la **croissance de l'excédent brut d'exploitation est l'élément clé permettant de financer dans de bonnes conditions les investissements prévus.**

Directement, une croissance annuelle moyenne de 5 % de l'EBE permettrait de générer pour 7,8 milliards d'euros de ressources cumulées sur la période.

Indirectement, la croissance de l'EBE permet, par effet de levier, de mobiliser davantage d'endettement sans dégrader la structure financière du groupe. Dans l'hypothèse d'une croissance annuelle moyenne de 5 % de l'EBE, la dette financière nette pourrait augmenter de 6,3 milliards d'euros sur la période sans que le ratio dette financière nette/EBE n'augmente.

En conséquence, l'accroissement des flux de trésorerie générés par le groupe est central. Il passe notamment par la croissance organique, qui implique, par exemple, la poursuite de la hausse du coefficient de disponibilité du parc nucléaire français ou le rétablissement de la rentabilité des activités italiennes. Il est également possible de recourir à la croissance externe, l'acquisition d'une nouvelle filiale permettant au groupe de consolider les flux de trésorerie qu'elle génère.

– En second lieu, **l'endettement financier net du groupe est appelé à croître dans les années à venir**. Compte tenu des besoins de financement, il pourrait représenter jusqu'à 2,5 années d'excédent brut d'exploitation en 2015. Sur cette base, sa part dans les capitaux propres du groupe pourrait augmenter d'environ 10 points<sup>(1)</sup>.

En conséquence, compte tenu de l'ample mouvement d'investissement entamé en 2008 et qui se poursuivrait jusqu'en 2015, le ratio entre dette financière nette et excédent brut d'exploitation pourrait passer de 1,1 en 2007 à 2,5 en 2015. Si elle ne semble pas devoir remettre en cause, à court terme, la solidité financière de l'entreprise, une telle évolution semble néanmoins insoutenable à long terme. **Il est donc probable que, au cours des prochaines années, se pose la question du financement du développement d'EDF.**

**Les réponses à une telle question pourraient être une pause dans le développement du groupe, une augmentation de son capital ou de celui de ses filiales, une chute du taux de distribution du dividende...**

\*

\* \*

---

(1) Sur la base d'un taux de distribution de 60 % et d'une croissance du résultat net-part du groupe de 7,5 % en moyenne par an.

Quelles que soient les solutions de financement retenues, liés aux coûts de production de l'électricité en France, les tarifs réglementés de vente de cette énergie seront vraisemblablement appelés à augmenter pour tenir compte des investissements lourds à engager sur le parc national <sup>(1)</sup>.

En revanche, les investissements externes et leur financement ne devraient pas peser sur le prix de l'électricité en vertu du principe posé à plusieurs reprises par la loi que ces tarifs ont vocation à couvrir les coûts du (seul) système électrique français.

#### LE DÉBAT AUTOUR DE LA FIXATION DES COÛTS COMPLETS DE PRODUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

##### LA MÉTHODE D'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR EDF

• La loi NOME de décembre 2010 a mis en place, à partir de juillet 2011, l'accès régulé des fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (dispositif « accès réglementé à l'électricité nucléaire historique » ou **ARENH**). Le principe est qu'un consommateur en France doit pouvoir bénéficier de prix de l'électricité fondés sur la réalité des coûts du parc de production français, quel que soit le fournisseur qu'il ait choisi. À cette fin, la loi NOME permet aux fournisseurs d'électricité de s'approvisionner auprès d'EDF, à hauteur d'une part significative des besoins de leurs clients en France, à un **prix représentatif des coûts complets de production des centrales nucléaires existantes** <sup>(2)</sup>. Ce prix tient compte de l'addition :

- d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- des coûts d'exploitation ;
- des coûts d'investissement de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;
- des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires.

*Dans l'attente de la définition d'un mode de calcul définitif*, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le prix de l'ARENH est fixé à **42 €/MWh** depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

• Pour évaluer ces coûts complets de production, EDF propose, pour sa part, d'appliquer le **concept de coût courant économique** (CCE) du parc nucléaire existant.

En ce qui concerne les charges de premier investissement, un loyer économique constant en € constant est utilisé. Il permet, sur la durée de vie de l'investissement, de couvrir l'investissement initial, ni plus, ni moins. Le loyer économique constant présente l'avantage de donner un signal lissé qui ne dépend pas de l'âge des centrales : il gomme l'effet du cycle d'investissement.

---

(1) *En sus des augmentations induites par la revalorisation de la CSPE (voir supra) et par la progression du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui nécessitent également de lourds investissements.*

(2) *L'article L337-14 du code de l'énergie stipule que le prix de l'ARENH « est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires [historiques] sur la durée du dispositif ».*

En ce qui concerne les dépenses d'exploitation et de maintenance (achats de combustible et d'énergie, charges de personnel, autres achats, impôts et taxes, et également les CAPEX (flux d'investissements) pour le maintien du patrimoine et l'allongement de la durée de fonctionnement), elles sont répercutées intégralement chaque année dans le CCE.

En ce qui concerne les coûts prévisionnels de Long Terme (coût de déconstruction des centrales et gestion long terme des déchets issus de la déconstruction, coût du dernier coeur et coût du retraitement des déchets issus du combustible usé et leur gestion long terme), ils sont intégrés soit dans les coûts d'exploitation (coût du dernier coeur et coût du retraitement des déchets issus du combustible usé et leur gestion long terme), soit dans le loyer économique (coût de déconstruction des centrales et de gestion long terme des déchets issus de la déconstruction).

**Selon son mode de calcul, le coût complet s'établirait entre 46 et 50 €/MWh.**

**En ne considérant que les dépenses directement liées à l'exploitation, le coût s'élevait à 22 €/MWh en 2010** (Source : Cour des comptes).

• On peut observer que, dans son dernier rapport public, la Cour des Comptes a confirmé ce chiffre (à partir de la comptabilité analytique de l'entreprise) et reconnu la légitimité de ce mode de calcul comme son **utilité pour comparer le coût des différentes sources d'énergie**. En effet, 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, il donne *une idée de ce que coûterait aujourd'hui sa reconstruction à l'identique*.

Toutefois, la Cour ne tranche pas entre les différentes méthodes d'évaluation. L'approche CCE ne tient notamment pas compte des conditions historiques de financement de la construction du parc et des amortissements passés.

Au contraire de la méthode *Champsaur* - reprise par la CRE pour la fixation de l'ARENH - qui se fonde sur une valeur comptable nette non réévaluée, et uniquement sur la durée de vie résiduelle du parc.

À partir des quatre grands types d'évaluation [voir II.B.1.a], la Cour des Comptes aboutit aux résultats suivants pour 2010 – avant le renforcement des investissements de maintenance.

En millions d'euros 2010	Coût comptable	Approche Champsaur	C3P nucléaire	CCE
Dépenses d'exploitation	10 084	9 295	9 549	10 084
Investissements de maintenance	1 747	1 747	-	1 747
Coût d'utilisation des actifs nucléaires (coût du capital)	1 813	2 447	6 689	8 341
<b>Total coût de production</b>	<b>13 644</b>	<b>13 489</b>	<b>16 238</b>	<b>20 172</b>
<b>Coût du MWh en euros 2010</b>	<b>33,4</b>	<b>33,1</b>	<b>39,8</b>	<b>49,5</b>

Source : Cour des comptes Rapport public 2012.



### **III.- AREVA : L'ENTREPRISE DÉTIENT LES ATOUS NÉCESSAIRES POUR REBONDIR, AU PRIX DE CHOIX FINANCIERS ET INDUSTRIELS RIGOUREUX**

**Areva** est une société anonyme créée le 3 septembre 2001 de la fusion de CEA Industrie, Cogema, Framatome ANP et FCI. Elle est détenue à 83,2 % par l'État français : le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives est propriétaire de 73 % de ses actions ; l'État détient en propre 10,2 %, la Caisse des dépôts et consignations 3,3 % et EDF 2,2 %.

L'entreprise est très active au niveau international avec un réseau commercial dans 100 pays et une présence industrielle dans 43 pays. **Elle réalise ainsi 65 % de son chiffre d'affaires à l'exportation.**

Ses activités sont essentiellement liées à l'énergie nucléaire (*Mines* : extraction de minerai d'uranium ; *Amont* : élaboration de combustibles nucléaires ; *Réacteurs et services* : construction et maintenance de réacteurs et de gros composants, exploitation nucléaire, propulsion nucléaire... ; *Aval* : traitement des combustibles usés, démantèlement de sites, transport des matières radioactives...), et dans une moindre mesure à d'autres formes d'énergies (éolienne par exemple).

Elles s'inscrivent dans des cycles particulièrement longs : par exemple, une installation nucléaire comme l'exploitation d'une mine peuvent durer sur plusieurs décennies. Le processus aboutissant à leur mise en activité (construction et mise en charge pour l'une, exploration et aménagement pour l'autre) prend lui-même plusieurs années. Les coûts de ces opérations sont élevés, spécialement quand il s'agit d'une tête de série ou d'un nouveau site, mais ils peuvent être ensuite largement amortis selon les volumes de production et de ventes ultérieurs.

**Force est donc de rappeler que, dans ces secteurs, l'impact financier d'un investissement, sa rentabilité ou ses pertes ne peuvent être correctement évalués qu'avec le recul de plusieurs années.**

Plus globalement, considérer la performance d'une entreprise évoluant dans ces domaines d'activités sur quelques années seulement ne peut en donner qu'une vision partielle dès lors qu'elle se situe encore dans une phase de développement fondée sur des prises de risques industriels et technologiques dont l'impact ne pourra être réellement apprécié que plus tard.

Les développements suivants n'ont en conséquence d'autre objet que de faire un point sur l'évolution de la situation financière d'Areva et de tenter d'identifier les difficultés et les forces qui expliquent son état présent et détermineront son futur.

## A.– BILAN 2007-2011 : UNE NETTE DÉGRADATION DE LA PERFORMANCE ÉCONOMIQUE DE L'ENTREPRISE

### 1.– Des résultats 2011 qui confirment le caractère préoccupant de la situation financière d'Areva

#### LES PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'AREVA ENTRE 2007 ET 2010 <sup>(1)</sup>

La période 2007-2010 est caractérisée par un véritable **succès commercial** avec une croissance annuelle moyenne du chiffre d'affaires de l'ordre de 6,3 %.

En revanche, la **rentabilité opérationnelle** du groupe ressort à un niveau particulièrement médiocre puisqu'elle est en moyenne négative, à -0,6 %, entre 2007 et 2010. Cette mauvaise performance est due, en particulier, aux provisions régulièrement passées pour constater les surcoûts de l'EPR finlandais, mais également à un manque global de maîtrise des coûts.

Deux conséquences découlent de cette faible rentabilité.

D'une part, alors qu'Areva est engagé dans une politique d'investissements destinée à anticiper le « renouveau du nucléaire », le montant des investissements du groupe entre 2008 et 2010 - 0,8 milliard d'euros en moyenne annuelle - est quatre fois supérieur à sa **capacité d'autofinancement**. Pour financer son développement, le groupe a donc du :

– procéder à des cessions d'actifs - en particulier sa filiale Transmission & Distribution ;

– et mettre à contribution ses actionnaires en recourant à une augmentation de capital et en renonçant à verser un dividende en 2011.

D'autre part, la faible rentabilité opérationnelle limite grandement le recours à **l'endettement** pour financer ces investissements. En dépit de sa part relativement limitée par rapport aux fonds propres – de l'ordre de 60 % en moyenne entre 2007 et 2010 –, la dette financière nette représente, en moyenne sur la période, plus de sept ans d'excédent brut d'exploitation.

#### *a) Une situation financière dégradée*

**Pour la première fois de son histoire, Areva enregistre en 2011 un résultat net négatif de plus de 2 milliards d'euros** (- 2 424 millions d'euros en 2011 contre + 883 millions d'euros en 2010).

• Après une période de croissance soutenue, Areva constate une **baisse de son chiffre d'affaires sur l'année 2011 (8 872 millions d'euros)**, à hauteur de 2,6 % (1,2 % à données comparables ou p.c.c. <sup>(2)</sup>). Les effets de change et de périmètre ont eu respectivement des impacts négatifs de 113 et 16 millions d'euros sur la période.

(1) La présentation détaillée de ces résultats figure dans le rapport n°3805, annexe 48, précité de M. Camille de Rocca Serra.

(2) Périmètre et change constants.

Ce résultat global recouvre cependant **des évolutions contrastées selon ses secteurs d'activité (comme au sein de ceux-ci)**. Avec l'abandon de l'énergie nucléaire annoncée par l'Allemagne<sup>(1)</sup> et la suspension de l'exploitation des centrales japonaises, une partie du chiffre d'affaires des activités nucléaires a disparu. Toutefois, cette baisse est partiellement compensée par une croissance significative des activités renouvelables.

**En recul** (globalement) :

– Le **Business Group (BG) Amont** enregistre un chiffre d'affaires de 2 282 millions d'euros, en repli de 12,6 % en données publiées et 11,8 % à p.c.c.

. Le chiffre d'affaires de l'activité *Enrichissement* a été pénalisé par la fin des ventes d'UTS à EDF en France, associée à l'échéance, fin 2010, du contrat historique de fourniture de services d'enrichissement depuis l'usine Georges Besse ;

. l'activité *Combustible* a bénéficié d'un niveau d'activité élevé ;

. l'activité *Chimie* a été pénalisée par la baisse des livraisons aux électriciens japonais suite aux événements intervenus au Japon. Dans ce contexte, AREVA a considéré préférable, par prudence, de limiter l'activité de conversion de Comurhex sur la fin de l'année 2011.

– Le chiffre d'affaires du **BG Réacteurs et Services** s'établit à 3 262 millions d'euros, en baisse de 3,6 % (- 2,2 % à p.c.c.) :

. le chiffre d'affaires de l'activité *Nouvelles Constructions* diminue principalement à cause de la baisse des études d'ingénierie aux États-Unis. L'activité liée aux EPR en construction en Finlande, en France, en Chine reste stable sur la période ;

. les services à la *Base Installée* sont en progression, notamment du fait de la hausse des études d'ingénierie en France ;

. le chiffre d'affaires de l'activité *Équipements* diminue en raison du volume décroissant de livraisons de composants lourds.

– Le chiffre d'affaires du **BG Aval** ressort à 1 594 millions d'euros, en baisse de 6,7 % par rapport à la même période de 2010 (- 6,4 % à p.c.c.) :

. le chiffre d'affaires de l'activité *Recyclage* a été pénalisé par la baisse du niveau d'activité dans les usines de La Hague et Melox, à la suite d'interruptions de production survenues sur les installations à la fin du premier semestre, la production ayant pleinement repris au cours du troisième trimestre ;

. dans l'activité *Valorisation*, la réduction au premier semestre du périmètre d'intervention d'Areva dans le cadre du contrat de démantèlement de

---

(1) Mme Angela Merkel a décidé en 2011 de fermer immédiatement 8 des 17 réacteurs outre-Rhin, puis d'arrêter le dernier en 2022

l'usine UP1 à Marcoule avec le CEA est compensée par la mise en place de solutions de traitement des eaux contaminées sur le site de Fukushima-Daiichi ;

. le chiffre d'affaires *Logistique* a bénéficié de la hausse d'activité dans l'entreposage aux États-Unis et dans le transport.

### En progression :

– Le **BG Mines** enregistre un chiffre d'affaires de 1 289 millions d'euros, en progression de 18 % (+ 24 % à p.c.c.). Il a bénéficié d'une hausse du prix de vente moyen de l'uranium ressortant des contrats ;

– Le chiffre d'affaires du **BG Énergies Renouvelables** ressort à 297 millions d'euros, en forte hausse par rapport à 2010 (+ 98,2 % en données publiées et + 98,3 % à données comparables) grâce à une croissance notable des activités Eolien Offshore avec la montée en puissance de la production en série de la turbine M5000 en Allemagne.

• **L'analyse du résultat opérationnel par Business Group montre également une dégradation marquée pour chacun d'entre eux entre 2010 et 2011**, comme le met en évidence le tableau suivant :

#### LA RÉPARTITION DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ

(en millions d'euros)

	2007	2008	2009	2010	2011	2010/2011
Mines-Amont	496	453	659	- 137	- 1 949	- 1320 %
Réacteurs et services	- 180	- 678	- 573	- 251	- 512	- 104 %
Aval	203	261	235	280	191	- 32 %
Renouvelables	- 5	- 17	-	- 123	- 78	+ 36 %
T&D	397	560				

Source : Areva.

En dernière analyse cependant, ces évolutions ne remettent pas en cause les positions respectives de chaque secteur :

– si l'on faisait abstraction des provisions exceptionnelles passées sur le **BG Mines-Amont**, il dégagerait encore une marge opérationnelle substantielle. Elle était comprise entre 13 et 19 % de 2007 à 2009. Le résultat est devenu négatif à compter de 2010 en raison surtout de la passation d'une première provision de 426 millions d'euros sur les actifs acquis d'UraMin. Il se dégrade lourdement en 2011 avec, notamment, la nouvelle dépréciation passée sur ces mêmes actifs. Cependant, **la rentabilité opérationnelle stricto sensu du BG s'est, en fait, encore améliorée en 2011**, sous les effets combinés d'une bonne maîtrise des coûts d'extraction et d'une hausse des prix de l'uranium. L'EBE de la branche a progressé de 32 %, à 450 millions d'euros, offrant une marge opérationnelle de près de 35 %.

– Le **BG Aval** continue à présenter une marge opérationnelle conséquente, entre 11,7 % et 16,4 % de 2007 à 2010, même si elle recule en 2011. Cette activité

étant moins capitalistique, elle dégage du capital qui peut être utilisé pour les besoins de financement des autres secteurs.

– Activité en démarrage et mobilisant d’importants investissements sans retour rapide suffisant, le **BG Énergies renouvelables** se caractérise logiquement par des pertes opérationnelles sur l’ensemble de la période – en recul toutefois sur 2011.

– Mais c’est l’activité **Réacteurs et services** qui explique l’essentiel de la faiblesse opérationnelle du groupe (à l’exception, toute relative, de l’exercice 2011). Ses profits annuels n’ont vraisemblablement pas suffi à compenser les pertes du chantier finlandais d’Olkiluoto lesquels ont suscité chaque année de conséquentes provisions. Le résultat opérationnel est passé de - 251 millions d’euros en 2010 à - 512 millions d’euros en 2011.

Il convient toutefois d’observer que ce secteur s’inscrit dans un ensemble intégré de productions et de prestations entre lesquelles existent de fortes synergies technologiques, mais aussi commerciales. Il n’est pas impossible qu’une prestation **Réacteurs et services** puisse être parfois la condition de la vente d’un ensemble de services associés relevant des autres secteurs.

• Avec un **résultat opérationnel négatif, à -1,9 milliard d’euros**, l’exercice 2011 est marqué par **plusieurs provisions d’un montant total de 2,8 milliards d’euros** [cf. *infra*].

**Compte tenu du nombre important de provisions passées sur l’exercice 2011, il est probable que la nouvelle direction ait voulu mettre à plat l’ensemble des pertes de valeur potentielles – dans leurs justes proportions – en vue de préserver les résultats des exercices à venir.**

Déduction faite de l’effet des provisions ainsi passées, la **faiblesse structurelle de la rentabilité opérationnelle** d’Areva demeure. Hors perception de la pénalité de 648 millions d’euros versée par Siemens, le résultat opérationnel du groupe s’établit à environ 260 millions d’euros et ne permet pas de couvrir le résultat financier négatif de 548 millions d’euros. À noter néanmoins les premiers effets du plan d’action stratégique « Action 2016 », qui expliquent une réduction de l’ordre de 100 millions d’euros des frais généraux et administratifs par rapport à 2010.

Le tableau suivant offre une vue synthétique du **compte de résultat** d’Areva en 2011.

**COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ D’AREVA EN 2011**

(en millions d’euros)

Chiffre d’affaires	8 872
Résultat opérationnel	- 1 923
<i>dont provisions pour dépréciations d’actifs</i>	- 2 833
<i>dont pénalité « Siemens »</i>	648
Résultat financier	- 548
<b>Résultat net</b>	<b>-2 775</b>

Conséquence de la perte nette de 2,8 milliards d'euros constatée en 2011, la **structure financière du groupe connaît une dégradation marquée**.

*b) Résultat d'une course au développement insuffisamment autofinancée*

● Au cours de la période 2007-2010, **Areva anticipait un « renouveau nucléaire »** qui devait se traduire par une substantielle augmentation du recours à l'énergie nucléaire en réponse à une forte hausse de la demande mondiale d'énergie conjuguée aux préoccupations de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Sur ces hypothèses, le groupe a suivi une **stratégie volontariste de prises de parts de marché** pour devenir un leader mondial du secteur et tenter de capter une bonne part de la croissance attendue. Cette approche s'est traduite par une hausse régulière et conséquente de son carnet de commandes, de l'ordre de 19 % par an en moyenne entre fin 2006 et fin 2010.

**Cette stratégie s'est également traduite par des prises de risque industriel. Certains semblent bienvenus quand Areva obtient l'accès à une nouvelle technologie d'enrichissement d'uranium (par ultracentrifugation) qui permet de diminuer fortement la consommation d'énergie, et donc le coût du processus. L'opération a conduit à la construction de la future usine Georges Besse II.**

**Dans les cas de la construction du premier EPR finlandais et du rachat de la filiale minière UraMin [cf. *infra*], la rentabilité des opérations demeure encore théorique, voire incertaine. Et cette incertitude, associée au retardement de leur mise en activité et à des coûts qui se sont substantiellement alourdis en cours de développement, pèse aujourd'hui fortement sur les résultats financiers du groupe, que ce soit par la passation de provisions comptables importantes ou par les réserves qu'elle inspire aux agences de notation.**

Plus fondamentalement, ces ambitieux programmes d'investissements n'ont été **autofinancés qu'à hauteur d'un tiers des 10 milliards d'euros** qu'ils ont représenté sur la période 2007-2011, faute au groupe d'avoir pu générer des flux de trésorerie suffisants en raison, notamment, des importantes provisions nécessaires sur l'EPR finlandais et sur UraMin. Pour le reste, Areva a eu fortement recours à la dette.

Or, avec des produits à forte intensité capitalistique en raison d'une conception coûteuse et d'un amortissement qui n'est réalisable qu'à long terme, **Areva ne dispose pas d'une capacité à supporter un endettement trop élevé** – même si les dernières opérations de refinancement ont permis de rallonger la maturité moyenne de sa dette à 7,5 ans, un terme qui se rapproche de la durée de vie moyenne de ses actifs.

Pour rééquilibrer sa situation financière, le groupe a entrepris en 2010 de procéder à une augmentation de capital (un apport de 900 millions d'euros en décembre) et de céder certaines activités (comme la filiale T&D - Transmission et Distribution - dont la vente lui a permis de dégager une plus-value de l'ordre de 1,2 milliard d'euros et de la trésorerie à hauteur de 3,1 milliards). Ces différentes opérations ont ramené la part de la dette financière nette dans le financement de ses activités de 57,1 % en 2009 à 31 % en 2010 (et le ratio dette financière nette sur fonds propres de 81,8 % à 38,3 % sur la même période).

**Mais en cédant ces participations, Areva a également renoncé à des bénéfices réguliers, compris entre 200 et 400 millions par an, qui complétaient voire contrebalançaient le résultat net, négatif à partir de 2010, des entreprises intégrées.** <sup>(1)</sup> À noter que la Présidente du Directoire d'Areva avait sollicité une augmentation de capital plus substantielle (de 1,5 à 3 milliards d'euros) et ne souhaitait pas se séparer de T&D.

Au surplus, la dette financière nette représentait encore en 2010 5,2 fois l'excédent brut d'exploitation (EBE) du groupe. En d'autres termes, il lui faudrait plus de quatre ans pour résorber l'ensemble de sa dette s'il stoppait tout investissement ou distribution de dividendes.

Enfin, le coût de l'endettement financier net n'ayant cessé de croître sur la période, de 33 millions d'euros en 2007 à 158 millions en 2010, il finit par consommer près du quart de l'EBE <sup>(2)</sup> du groupe et près du tiers du résultat opérationnel (hors éléments non récurrents) en 2010.

● La situation ne s'est pas améliorée en 2011. Le tableau suivant récapitule les principaux **indicateurs de solvabilité** du groupe.

**PRINCIPAUX INDICATEURS DE SOLVABILITÉ D'AREVA**

	2009	2010	2011
Ratio dette financière nette sur fonds propres	81,8 %	38,3 %	53,7 %
Dette financière nette/EBE	10,6	5,2	8,4 *

\* EBE hors pénalité versée par Siemens.

Du fait de la chute de près de 3 milliards d'euros du niveau des fonds propres, le rapport entre endettement financier net et fonds propres passe de 38 % en 2010 à 54 % en 2011.

Il convient de remarquer que cette dégradation de la structure financière est en partie « amortie » par l'issue du litige opposant Areva à Siemens. Le prix de vente des parts de Siemens dans Areva NP a finalement été fixé à un niveau inférieur de 434 millions d'euros à celui provisionné dans les comptes d'Areva. Compte tenu de la perception de la pénalité de 648 millions d'euros déjà

---

(1) Cf. le rapport spécial précité.

(2) La couverture des intérêts (le rapport EBE sur coût de l'endettement financier net) est descendue de 27,5 en 2007 à 4,4 en 2010.

mentionné, Areva aura ainsi bénéficié d'une réduction de 1,1 milliard d'euros de son endettement financier net du fait du dénouement du litige l'opposant à Siemens.

Au final, l'endettement financier net reflue légèrement et s'établit à 3,5 milliards d'euros en 2011. Représentant plus de 8 années d'excédent brut d'exploitation, il demeure néanmoins à un niveau difficilement soutenable. L'accroissement de l'excédent brut d'exploitation jusqu'au niveau de 1,25 milliard d'euros prévu en 2013 est donc une condition indispensable pour améliorer la solvabilité du groupe et lui permettre de financer ses investissements.

**Au 31 décembre 2011, le groupe Areva se trouve donc dans une situation caractérisée par un endettement relativement élevé et des besoins de financement encore importants pour les années 2012 et 2013.** Le groupe a en effet prévu de mener à bien, sur ces deux années, les investissements déjà engagés, les flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux investissements – *cash-flow opérationnel après investissements* – devant être négatifs jusqu'à 1,5 milliard d'euros en 2012, puis à l'équilibre en 2013.

*c) ... et d'un fort provisionnement en 2011 : 2,8 milliards d'euros*

• Dès le 13 décembre 2011, le groupe Areva a annoncé la perspective de passer sur ses résultats financiers de l'année de très importantes provisions pour risques et charges ou dépréciation d'actifs. Leur **montant total définitif s'élève à 2,8 milliards d'euros** – soit l'équivalent de près d'un tiers de son chiffre d'affaires annuel.

Le détail de ces provisions est présenté dans le tableau suivant.

**DÉTAIL DES PROVISIONS - EXERCICE 2011**

		Perspectives au 13/12/2011	Réalisé	Nature des écarts
Pertes de valeur actifs UraMin		1,46 Md€	1,46 Md€	Inchangé
Provisions	Projets Réacteurs et Services	330 M€ (dont 150 M€ sur OL3)	400 M€ (dont 220 M€ sur OL3)	Prise en compte par prudence des derniers éléments de situation du projet OL3 (sans impact sur le chemin critique du projet)
	Démantèlement et opérations préalables	400 M€ (BG Amont / Aval)	511 M€ (BG Amont) 53 M€ (BG Aval)	BG Aval : évolution des provisions pour OFC* inchangée, mais modification de leur rythme de reconnaissance en résultat opérationnel
	Restructuration (fermeture progressive de l'usine de Dessel)	70 M€	70 M€	Inchangé
	Autres pertes de valeur	100 M€ (BG Amont / R&S)	283 M€ (BG Amont) 56 M€ (BG R&S)	Principalement : 212 M€ sur Comurhex II, suite au report de l'investissement d'extension à 21 kT/an au-delà de 2016

Source : Areva.

– **Pour 1 034 millions d’euros**, elles se décomposent en un ensemble de dotations aux provisions pour risques et charges susceptibles de se dénouer en décaissements futurs (**dont à nouveau 220 millions relatifs au projet OL 3**).

Le montant de 564 millions d’euros relève de la révision à la **hausse du devis des opérations de fin de cycle** relevant du périmètre de la loi NOME de 2006, mais également du coût net prévisionnel d’opérations préalables au démantèlement qui n’entrent pas dans le champ d’application de cette loi et ne nécessitent donc pas la constitution d’actifs dédiés. Elles concernent principalement le site de La Hague, mais également les usines Comurhex (chimie) et Eurodif (enrichissement).

– Pour un montant final de près de **340 millions d’euros**, elles prennent acte de pertes de valeur sur des actifs immobilisés relatifs à des installations industrielles de production d’équipements (BG *Réacteurs et Services*) et de chimie (BG *Amont*) constatées en raison de la révision à la baisse des perspectives de plan de charge pour ces installations à la suite de l’accident de Fukushima. Ainsi, des reports d’investissement sur l’usine Comhurex II entraîne la constatation d’une perte de valeur de 212 millions d’euros.

– L’impact sur les comptes provient avant tout, **pour un montant total de 1 456 millions d’euros, d’une provision pour perte de valeur des actifs incorporels et corporels immobilisés au titre des projets miniers issus d’UraMin en phase de développement ou non encore lancés** en Namibie (Trekopje), République centrafricaine (Bakouma) et Afrique du Sud (RystKuil).

Areva rappelle que les annexes aux comptes consolidés pour l’exercice 2010 et comptes consolidés au 30 juin 2011, qui ont fait l’objet d’une revue par le Conseil de Surveillance sur le rapport du Comité d’Audit, comprenaient déjà des mentions relatives à ces champs miniers et qu’une **provision pour perte de valeur d’un montant total de 426 millions d’euros** avait été constituée en fin d’exercice 2010.

En particulier, l’annexe aux comptes consolidés pour l’exercice 2010 indiquait à propos de Trekopje : « **le faible niveau de corrélation identifié entre mesure radiométrique et teneur en uranium dans le minerai évaluée par mesure chimique, engendre une incertitude sur les ressources effectives du gisement et les quantités qui pourront être in fine produites** ». L’annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2011, quant à elle, précisait : « *En particulier, pour le gisement de Trekopje, les premiers résultats sur les corrélations entre mesures radiométriques et mesures chimiques font apparaître un risque de baisse des teneurs réelles dans le minerai, plus particulièrement dans le minerai à faible teneur, et donc un risque de baisse du niveau des ressources* ».

Dans ce contexte, comme l'indique le communiqué du 13 décembre 2011, la perte de valeur supplémentaire anticipée à fin 2011 est essentiellement attribuable à :

– **pour le gisement de Trekkopje, une révision défavorable (i) du niveau des ressources** enregistrées de 45,2 ktU à 26,0 ktU, et (ii) des hypothèses de coût de production du site, à l'issue de l'interprétation des résultats des analyses techniques menées, qui était en cours à la date de l'arrêté des comptes consolidés au 30 juin 2011 ;

– **l'ajustement de l'équilibre offre-demande** suite à l'accident de Fukushima, l'évolution à la baisse des anticipations de prix futurs sur le marché de l'uranium naturel, telles que ressortant des publications d'experts indépendants actuellement disponibles et la décision de report du calendrier de mise en production de ces trois champs miniers ;

– la **révision du plan minier** des gisements concernés sur la base des éléments ci-dessus.

**Aux rapporteurs spéciaux, le président du Directoire d'Areva, M. Luc Oursel, précise que « cette provision est fondée pour environ 40 % sur la révision défavorable des ressources et des coûts de production et pour environ 60 % sur l'impact comptable de l'évolution défavorable des anticipations de prix futurs sur le marché de l'uranium naturel et des décisions stratégiques de report d'exploitation de ces gisements »** (pas d'exploitation, pas de valorisation du bien possédé).

**En effet, on n'évalue pas ces gisements comme un stock productif – la valeur prise en compte en comptabilité dépend principalement de « la vitesse à laquelle on vide le grenier de blé, et non pas du volume de blé contenu ».**

● On peut s'interroger sur le **calendrier de valorisation comptable de ces actifs**.

Diverses études sur l'état réel des gisements (jusqu'à des sondages quatre fois plus denses que ceux d'UraMin) et leurs coûts de production ont été menées depuis l'acquisition en 2007. Elles ont progressivement fait apparaître des profils de sites, des richesses et des contraintes d'exploitation assez différents des premières hypothèses. Conjugués à des complications d'ordre plus juridiques, voire politiques, ces résultats ont obligé l'entreprise à reporter à plusieurs reprises ses projets de mise en production. D'aucuns se sont demandés s'il n'aurait pas été justifié de constater plus tôt la dépréciation de ces actifs, le marché ayant fini par descendre en-dessous du seuil de rentabilité envisagé par le projet initial.

En tout état de cause, le Conseil de surveillance a constaté, au vu du rapport de son comité spécial, que **la sincérité et la régularité des comptes des exercices antérieurs n'étaient pas remises en cause**.

Il considère néanmoins que : *« les comptes et l'information financière diffusée par Areva depuis l'acquisition reflètent les choix de gestion volontaristes faits par les équipes en charge tout au long de la période. »* Il précise que : *« le comité observe que, si d'autres choix de gestion avaient été faits, notamment en ce qui concerne le rythme des investissements, l'entreprise aurait pu être conduite à constater des dépréciations d'actifs plus importantes dès 2009 ou 2010. Il constate qu'il y a eu sur ce point des débats importants entre la direction en charge de la Mine, la direction financière et la direction générale, dont ni le comité d'audit, ni a fortiori le Conseil de surveillance n'ont été informés. C'est le réexamen du plan stratégique conduit au deuxième semestre 2011, postérieurement aux événements de Fukushima, qui conduira finalement le management, compte tenu de la baisse du prix de l'uranium et sur la base de nouvelles hypothèses de coûts et de quantité produite, à revoir les prévisions de mise en production des trois gisements et à envisager en conséquence une majoration très substantielle des provisions pour dépréciation d'actifs dans les comptes de l'exercice 2011. »*

De fait, les explications données au co-rapporteur, Marc Goua, sur les démarches entreprises dès 2009 pour valoriser le gisement de Trekkopje, cependant que les études en cours ne permettaient pas encore d'arrêter définitivement l'état de ses réserves ni a fortiori le plan minier, confirment le caractère volontariste de ces investissements.

Il n'en reste pas moins que ces examens géologiques prennent du temps, qu'ils se développent en plusieurs étapes (radiométrique puis chimique), qu'ils ont rencontré au surplus certaines difficultés inattendues. On peut considérer que ces délais successifs expliquent aussi un calendrier étalé de la prise en compte comptable de la réalité des gisements.

**• Une dépréciation comptable qui n'annule pas la valeur économique à long terme de ces actifs, ni la forte rentabilité du secteur Mines dans sa globalité.**

Compte tenu des deux provisions successives (426 millions en 2010 puis 1 456 en 2011), la valeur résiduelle des actifs immobilisés au titre de ces projets s'élèverait à fin 2011 à environ 410 millions d'euros.

**Mais cette valeur comptable ne préjuge pas de la valeur économique réelle.** La décision en l'espèce est plutôt, selon les termes de M. Oursel, celle d'*« une mise sous cocon pour une exploitation ultérieure, après réalisation de divers investissements préalables à l'exploitation. »*

**D'abord, les nouvelles estimations sur l'état des ressources d'UraMin ne concluent pas à l'absence de potentiel, mais montrent une répartition différente par rapport à celle attendue lors de l'acquisition : si Trekkopje se confirme moins riche et plus complexe à exploiter, Bakouma révèle des réserves nettement plus généreuses.**

D'autre part, Areva a identifié le cours de l'uranium à partir duquel l'exploitation des sites serait rentable. Les Rapporteurs spéciaux resteront discrets sur cette information stratégique pour l'entreprise. On peut cependant rappeler que le *business plan* se fondait sur 75 \$ la livre pour évaluer la rentabilité de cet investissement. Les marchés n'ont pas encore retrouvé ce niveau. Mais en tout état de cause, quel qu'en soit le coût, une mise en vente de cet uranium pèserait sur des marchés déprimés.

Les déclarations du Conseil de surveillance d'Areva du 14 février 2012 apparaissent en conséquence légitimes : « *Les gisements acquis ont bien leur place dans le portefeuille minier du Groupe dans une perspective de long terme. Malgré les déconvenues rencontrées entre 2007 et 2011 dans le périmètre d'Uramin, il convient de rappeler que, sur ses autres actifs, l'activité minière d'AREVA a connu dans la même période un développement remarquable et est aujourd'hui une activité très profitable pour le groupe.* »

En effet, le Pôle minier d'Areva serait le second en volume au plan mondial et afficherait les meilleures performances financières du secteur. Il assure à l'entreprise d'importantes marges opérationnelles (hors UraMin). Si l'on fait abstraction du fort provisionnement pour dépréciation d'actifs, l'exercice 2011 en témoigne à nouveau [*cf. supra*].

## 2.– L'impact de l'acquisition d'UraMin

Le « dossier UraMin » revêt une importance particulière du fait de son poids dans les comptes de l'entreprise et de son caractère révélateur de dysfonctionnements dans la gouvernance.

### L'ACQUISITION D'URAMIN : REPÈRES

En juin 2007, Areva acquiert les titres d'UraMin pour un total de 2,5 milliards de dollars ou 1,8 milliard d'euros.

Petite entreprise canadienne créée en février 2005, UraMin était une société *junior*, cotée à Londres (depuis avril 2006) puis à Toronto (à compter de décembre), immatriculée à Tortola aux îles Vierges britanniques, détentrice de permis miniers en Namibie (Trekkopje), en République centrafricaine (Bakouma) et en Afrique du Sud (RystKuil).

Mais après deux substantielles provisions passées successivement en 2010 (426 millions d'euros) puis en 2011 (1 456 millions d'euros), la valeur résiduelle des actifs immobilisés au titre de ces projets ne s'élève plus qu'à environ 410 millions d'euros à la fin de l'année 2011 ; et cette contre performance pèse désormais lourd sur les résultats du groupe Areva.

Depuis décembre 2011, la presse a largement fait écho au dossier UraMin, non seulement en raison de l'impact financier de cette opération, mais pour faire suite à la découverte d'écoutes illégales opérées à l'encontre de l'époux de la présidente de l'époque, Anne Lauvergeon, directement mise en cause dans cet échec financier.

Pour mettre un terme aux polémiques et faire toute la clarté sur les conditions de l'acquisition, un comité *ad hoc* d'administrateurs indépendants d'Areva a été désigné le 12 décembre 2011 ; la conclusion de ses travaux a été rendue publique après la séance du Conseil de Surveillance du 14 février 2012 <sup>(1)</sup>.

Dans le cadre de leur mission de contrôle, les rapporteurs ont également souhaité procéder à un examen approfondi des conditions dans lesquelles l'acquisition d'UraMin s'était déroulée afin de vérifier si les intérêts de l'État avaient bien été préservés.

Leurs conclusions sont présentées dans les développements suivants.

<sup>(1)</sup> <http://www.aveva.com/FR/actualites-9206/communiquede-presse-du-conseil-de-surveillance.html>.

*En préalable*, – le co-rapporteur, Marc Goua, le soulignait déjà dans son dernier rapport spécial <sup>(1)</sup> –, deux écueils sont à éviter : il faut d'abord se garder de **l'illusion rétrospective qui critiquerait des choix de gestion à la lumière des informations les plus récentes. Il s'agit donc de déterminer ce qui était prévisible en 2007 au moment de l'opération et par la suite ce qui relève de facteurs totalement exogènes et d'éventuelles erreurs d'appréciation.**

Il faut ensuite prendre en compte l'**asymétrie d'information** qui intervient inévitablement entre contrôleur et contrôlé.

Elle a joué dans les relations d'Areva avec l'Agence des participations de l'État, comme elle a joué dans l'exercice de contrôle mené par les Rapporteurs spéciaux. En l'espèce, même s'ils ont auditionné différents acteurs, consulté ou obtenu communication de différents documents établis à des fins d'analyse, de présentation ou de justification du projet d'acquisition de la société UraMin, les rapporteurs ne sont pas en mesure d'affirmer s'ils ont eu accès à l'intégralité des documents et informations utiles.

L'obligation de transparence et de bonne volonté à répondre aux contrôles prévus par la loi n'en reste pas moins impérative pour les organismes qui en sont les sujets : elle s'impose dans les relations qu'entretiennent les entreprises publiques et l'agence qui met en œuvre la « tutelle » de l'État.

Elle s'impose tout autant s'agissant du contrôle parlementaire, consacré au niveau constitutionnel par la révision du 23 juillet 2008, spécialement s'agissant du contrôle qu'exercent les rapporteurs spéciaux, rapporteurs généraux et présidents des commissions des finances parlementaires dont les pouvoirs d'investigation ont été renforcés par la loi organique relative aux lois de finances du 1<sup>er</sup> août 2001.

Sur ce point, les rapporteurs spéciaux déplorent avoir rencontré certaines difficultés à obtenir les informations souhaitées, au moins dans les premiers temps, du côté de l'entreprise contrôlée comme de l'Agence publique des participations de l'État.

\*

\* \*

---

(1) Rapport spécial n°3805, annexe 14, du projet de loi de finances pour 2012 Écologie, développement et aménagement durables.

a) *Les motivations de l'opération*

• **Une opération cohérente avec la stratégie du groupe.**

Comme l'Agence des participations de l'État (APE) l'a confirmé, la pertinence stratégique de l'opération était indiscutable.

Tout d'abord, ce projet d'acquisition correspondait parfaitement à la stratégie d'Areva, validée à plusieurs reprises par les pouvoirs publics, de la recherche d'un accès nettement plus important à la ressource uranium pour **consolider sa place parmi les tout premiers producteurs**. Précisée dans son plan dit « Turbo », élaboré et validé en 2006, elle prévoyait alors le doublement des capacités de production entre 2007 et 2010 (de 5 500 tonnes à 11 000 tonnes) et l'atteinte d'une production de 20 000 tonnes à l'horizon 2020. En plus d'investissements organiques de l'ordre de 1 milliard d'euros, Areva avait évoqué dans le cadre de son plan stratégique 2006 une enveloppe de 1 milliard allouée à d'éventuels projets de croissance externe dans les mines. Ainsi qu'il est indiqué au Comité stratégique du 22 mai 2007 : « *conformément au plan Turbo, Areva a déployé toute son énergie pour inventorier les possibilités d'acquisition de gisements miniers* ».

En 2007, le groupe est confronté à une concurrence croissante. « *Les miniers traditionnels, comme Rio Tinto, et les électriciens chinois multipliaient les opérations* », selon un proche du dossier <sup>(1)</sup>. En outre, ses clients veulent sécuriser leur fourniture en uranium, alors que les stocks de combustible russe issu du désarmement semblaient s'épuiser. L'électricien chinois CGNPC en fait une condition *sine qua non* à l'achat de centrales EPR.

Les difficultés rencontrées sur le gisement de Cigar Lake <sup>(2)</sup> justifiaient a fortiori le **recherche de ressources alternatives**. Areva cherchait par ailleurs à diminuer sa dépendance au Niger notamment (le site Imouraren représentant 40 % de sa production) où l'entreprise rencontrait des difficultés à obtenir de nouveaux permis miniers <sup>(3)</sup>.

Cela avait d'ailleurs conduit l'entreprise à examiner d'autres projets d'acquisition dans le passé, dont certains (tels que l'australien Olympic Dam qui possédait 35 % des réserves mondiales) n'ont pu être mis à exécution car (aux dires de l'Agence) « *insuffisamment instruits, du point de vue de l'APE, et pénalisés par un questionnement excessif de l'actionnaire, du point de vue de l'entreprise*. ».

---

(1) *Les Echos*, 16 janvier 2012.

(2) *La mine géante de Cigar Lake, codétenue par Areva et son concurrent Cameco, dont l'entrée en production était prévue en 2007, a été noyée fin 2006 par des infiltrations d'eau qui repoussaient la mise en service de sept ans.*

(3) *Qui s'intensifient entre juillet et septembre 2007.*

L'intérêt social d'Areva et l'intérêt général coïncidaient puisque **la sécurisation de nouvelles capacités nationales de production d'uranium** figurait parmi les objectifs des pouvoirs publics, dans un contexte de renouveau anticipé du nucléaire faisant craindre une moindre disponibilité de la ressource et marqué par une hausse du cours de la matière.

Enfin, les pouvoirs publics avaient, à de nombreuses reprises, demandé qu'Areva limite sa stratégie de diversification pour se recentrer sur son cœur de métier, identifié à cette époque comme le cycle du combustible.

• **Une démarche d'autant plus volontariste qu'elle s'inscrit dans un contexte d'emballement des marchés.**

– Rappelons qu'il faut éviter de juger cette opération à l'aune des actuelles perspectives de développement du nucléaire. Le contexte particulier de l'époque, au sommet de la surchauffe des marchés, a vraisemblablement pu influencer les choix de gestion de l'entreprise.

Les marchés financiers étaient marqués par une **spéculation générale**, notamment sur les matières premières. Depuis la fin 2006, le « renouveau du nucléaire » faisant craindre une pénurie de minerais, c'est la course aux ressources entre les grands opérateurs du secteur. Le mouvement de consolidation du marché s'est accéléré sur le premier semestre 2007 avec l'acquisition en février 2007 d'UrAsia par Uranium One et le lancement début mars de l'OPA inamicale de Paladin sur Summit.

Le cours de l'uranium s'envole. Entre avril 2006 et juin 2007, le prix sur le marché spot (court terme) est passé de 40 à 137 \$ la livre, un record historique. Les prix sur les contrats à long terme, qui concernent 80 % du volume produit, sont moins spéculatifs, mais montent tout de même d'environ 40 \$ à près de 100 \$. Les observateurs des marchés, tels Lehman Brothers ou Rothschild, anticipaient encore une progression. Goldman Sachs tablait sur un cours de 200 \$.

Notons qu'un an plus tard, quand ces cours se sont effondrés, le concurrent canadien d'Areva, Uranium One, a été forcé de passer des dépréciations de 2,8 milliards de dollars dans ses comptes.

– Dans le même temps, le cours des titres des sociétés minières est l'objet de mouvements spéculatifs. L'action d'UraMin, notamment, qui n'a pourtant aucun gisement en exploitation, explose entre février et juin 2007. Elle quadruple presque à Toronto, passant de l'équivalent de 1,20 dollar américain en avril 2006 à 7,75 en juin 2007.

La hausse du cours d'UraMin a été plus rapide que celle de l'uranium sur les trois mois précédents l'OPA. Selon l'analyse proposée par l'APE, différents éléments factuels peuvent expliquer ce phénomène : un projet de levée de fonds annoncé par UraMin le 23 février 2007, et surtout la publication en mai 2007 d'un nouveau rapport de SRK révisant à la hausse les réserves de Trekkopje. En

recoupant ces deux informations avec les courbes de prix du titre UraMin et de l'uranium, on peut établir l'existence de trois phases distinctes :

. entre décembre 2006 et février 2007, le cours d'UraMin augmente plus rapidement que celui de l'uranium en raison d'une meilleure visibilité sur le schéma financier de Trekkopje ;

. entre mars et mai 2007, le cours de la société est indexé sur celui du minerai ;

. entre mai et juillet 2007, le cours d'UraMin connaît une nouvelle hausse plus rapide que celui de l'uranium avec la publication des informations sur la révision à la hausse des ressources du gisement de Trekkopje (en quantité et en qualité).

Des rumeurs sur un rachat d'UraMin ont peut-être aussi contribué à cette hausse. Notamment la prise de participation à hauteur de 5,5 % de son capital par Areva en mars 2007 pourrait avoir eu un effet amplificateur. Mais ce ne serait pas le seul facteur explicatif. Il n'est pas forcément anormal que son cours ait progressé sur la période plus rapidement que le cours du minerai si le marché anticipait que des gisements de ressources devenaient rentables avec la hausse des prix de vente.

Par ailleurs, dans la dernière phase, les actionnaires de la société canadienne auraient choisi un processus de mise en vente concurrentielle, qui, selon les actuels responsables d'Areva, a sans doute créé « *une pression particulière* ». De fait, la présentation au comité stratégique du 22 mai 2007 indiquait qu'il était fort probable que d'autres grands acteurs, comme Cameco, Rio Tinto, BHP Biliton ou des acteurs privés chinois fussent sur les rangs.

En tout état de cause, force est de constater que si ces évolutions ont pu éveiller les soupçons des autorités boursières canadiennes, la procédure d'information engagée en 2009 pour délit d'initiés par leur Autorité des marchés financier n'a connu aucune suite à ce jour.

– De fait, parmi les différentes *juniors* minières pouvant constituer une cible potentielle, **UraMin apparaît fin 2006 comme une cible pertinente** : les documents présentés aux conseils de surveillance des 3 mai et 30 mai 2007 indiquent que « *UraMin répond parfaitement à nos objectifs stratégiques* » et « *est l'opportunité la plus attractive* » avec une capitalisation boursière inférieure à 2 milliards de dollars et des « *ressources (...) plus faiblement valorisées que les autres cibles identifiées* ».

Il est aussi frappant de constater combien les documents adressés aux organes sociaux (et donc à l'APE) insistent sur le caractère de « dernière chance » qu'aurait représenté cette acquisition : Areva souligne dans ces mêmes documents qu'« *UraMin est une des dernières opportunités pour Areva de prendre le contrôle d'une junior significative de l'uranium dont les projets de production sont déjà bien avancés* ».

*b) L'évaluation du projet*

• **Une analyse des risques conforme, semble-t-il, aux pratiques du secteur.**

Sous la pression des substantiels enjeux qui se dessinaient à l'époque, il n'est pas anormal qu'une opération répondant aux objectifs stratégiques du groupe ait été mise en œuvre rapidement. On peut se demander si elle n'a été pas marquée d'une trop grande précipitation - même s'il est techniquement préférable qu'une opération boursière soit vite exécutée pour éviter les risques d'enchères successives. On doit surtout **s'interroger sur la justesse de l'évaluation que ses promoteurs ont faite, à l'époque, de la prise de risque que représentait une acquisition aussi lourde pour les capacités financières de l'entreprise.** La suite a montré qu'ils avaient sous-estimé les risques de valorisation de ces actifs, survalorisé le prix offert et mal assuré la répartition du poids de cet investissement. De quels éléments d'appréciation disposaient-ils ? Ont-ils poussé assez loin (raisonnablement) les *due diligence* ? Quelles informations ont-ils communiquées aux représentants de l'État et organes sociaux de l'entreprise ?

Sur la base des conclusions du comité *ad hoc* chargé de l'enquête interne sur les conditions de l'acquisition de la société UraMin, le Conseil de surveillance d'Areva a considéré, le 14 février 2012, que son achat « *au prix fort* » s'explique par « *un climat de volontarisme* », alimenté par le contexte international, qui a « *conduit la Direction générale de l'entreprise et les équipes en charge à sous-estimer les risques.* »

En tout état de cause, s'agissant de la difficulté supplémentaire - relevée précédemment par le co-rapporteur <sup>(1)</sup> - qu'aurait représenté la période de transition politique dans laquelle cette opération s'est déroulée, l'APE réfute l'idée selon laquelle le dossier aurait été mal instruit à cette période. Selon l'expression de l'ancien directeur général de l'APE, M. Bruno Bézard, le dossier UraMin n'est pas « *tombé dans un vide interstitiel* ». Il considère bien « *être allé très loin dans l'analyse* », évoquant « *l'intensité du dialogue* » et « *le nombre des assurances données* ». [*cf. ci-après*]

On relèvera cependant qu'à la différence d'autres entreprises publiques, les acquisitions d'Areva ou de ses filiales ne sont pas soumises à un arrêté ministériel (conformément au décret statutaire du groupe n°83-1116 du 21 décembre 1983). Même si le ministre de l'Economie et des finances a été dûment tenu informé par l'APE de toutes les étapes du projet d'acquisition, **on peut tout de même s'interroger si cette règle est saine pour l'actionnaire majoritaire.**

---

(1) Cf. Rapport spécial précité : *le principe de l'acquisition a été avalisé par la tutelle - le ministre de l'Économie sur recommandation de l'APE - entre le 7 et le 25 mai 2007, en pleine période électorale, au moment où se succédaient à Bercy les ministres Thierry Breton et Jean-Louis Borloo.*

Quant aux mesures prises par Areva pour évaluer la pertinence et la rentabilité du projet (*due diligences*), la consultation des documents remis à l'Agence des participations de l'État à l'appui de son dossier semble montrer que l'entreprise a rassemblé les études et expertises traditionnellement requises dans ce type d'opération, s'agissant des évaluations juridiques et financières comme techniques.

Les premières laissent certes entendre que les droits miniers ne sont pas encore tous acquis ; les secondes, réalisées par la banque Rothschild dont les compétences seraient reconnues en matière d'analyse financière du secteur minier, avaliseront la proposition de prix d'acquisition.

En ce qui concerne l'appréciation du niveau des réserves et du degré de fiabilité des études de terrain sur lesquelles UraMin se fondait pour valoriser ses gisements, il a été reproché aux responsables d'Areva de s'être contentés du rapport et des données proposées par le **cabinet SRK mandaté et rétribué par le vendeur**.

A ce sujet, l'ancien directeur général de l'APE observe qu'un tel lien ne pose pas de problème *a priori* : il est en effet d'usage que l'entreprise vendeuse supporte elle-même les coûts d'expertise. Il observe en outre que la société SRK effectue des travaux dont la valeur est reconnue par les marchés financiers, et semble continuer à être une référence en la matière. Enfin, UraMin étant une société cotée, les informations contenues dans le rapport devaient se conformer à la norme comptable IFRS 6 ainsi qu'aux fortes exigences du code de la Bourse de Toronto<sup>(1)</sup> - ce qui garantissait normalement leur qualité, et leur conférait un niveau de crédibilité élevé. Il n'en reste pas moins qu'il revenait à Areva de réaliser toutes autres *due diligences* techniques et juridiques qui pouvaient être nécessaires pour compléter ou conforter cette évaluation.

Or, s'agissant des gisements, les actuels responsables d'Areva ont indiqué en audition que **des *due diligences* ont bien été effectuées sur place par les géologues du groupe avant l'acquisition**, « *sans sondages complémentaires* » toutefois. Ils n'ont pas réalisé de forages spécifiques pour vérifier les données communiquées par UraMin et l'étude SRK en raison des délais très courts imposés par le calendrier de l'OPA, de la pression créée par la mise en concurrence de cet achat, et de la bonne réputation de la société SRK auprès des marchés financiers « *qu'elle ne prendrait pas le risque de compromettre* ».

---

(1) Norme technique canadienne d'évaluation des ressources dite NI 43-101.

#### LE CONTENU DU RAPPORT SRK

Le rapport SRK de 2007 est parti des données recueillies par UraMin, selon une procédure que SRK a jugée bien programmée et bien réalisée. Ces données ont été modélisées pour évaluer les ressources potentielles.

Il détaille le maillage des sondages :

- phase 2 A : mai 2006 = 600 m \* 800 m ;

- phase 2 B : juin 2006 : 200 m \* 400 m ;

- phase 3 : juillet + novembre 2006 : 200 m \* 200 m

- phase 4 : un carré de 400 m \* 400 m a fait l'objet de sondages tous les 50 m : les résultats ont conduit à considérer qu'un sondage 200 m \* 200 m était suffisant pour estimer les ressources potentielles : c'est sur cette base qu'on été projetées les estimations du site, détaillées dans la section 16 du rapport.

Il dit aussi dans sa partie *Recommandations* : *des sondages supplémentaires sont à prévoir pour confirmer les ressources potentielles calculées jusqu'à présent.*

Les sondages réalisés pour le compte d'UraMin ont donc été effectués selon un maillage large. Areva rappelle qu'il est normal qu'au démarrage d'un projet, ce maillage soit espacé pour se resserrer au fur et à mesure de son état d'avancement (pour se faire tous les 25 mètres, par exemple). Les résultats des forages sont ensuite pris en compte dans le cadre du modèle hypothétique du sous-sol préalablement élaboré par les géologues.

C'est une pratique courante du métier que de réaliser les sondages les plus poussés seulement avant la mise en production.

**Cette évaluation restait encore largement prospective ; néanmoins, à la lecture des documents qui ont été présentés aux Rapporteurs spéciaux, elle aurait tout de même permis d'effectuer plusieurs observations prenant acte d'un certain niveau de risques techniques.**

Le recensement des contrôles effectués et les alertes ou réserves des géologues ont fait l'objet d'un rapport, lui-même objet ensuite d'une synthèse, vraisemblablement communiqués à la haute direction de l'entreprise. <sup>(1)</sup>

A ce stade, on peut se demander **quelles ont été la précision et l'accessibilité de l'information finalement transmise** à l'APE et aux membres du conseil de surveillance, du comité stratégique et du directoire d'Areva sur la nature des ressources des sites d'UraMin, comment leur a été expliqué le risque pris dans leur évaluation, et plus généralement comment ont été présentés le projet et les réponses apportées aux conditions posées par l'actionnaire principal pour la soutenabilité de cet investissement.

---

(1) Areva observe cependant qu'entre novembre 2006 et juillet 2007, le poste de directeur général adjoint en charge des mines était resté vacant. Il s'ensuit que durant cette période précise, entre « la base » et la haute direction, il manquait un échelon habituellement pourvu, qui aurait pu constituer un support d'écoute et de contrôle supplémentaire au moment de l'acquisition d'UraMin.

• **Des échanges poussés, mais déséquilibrés entre la direction et les actionnaires ou l’APE.**

Aux Rapporteurs spéciaux, l’APE témoigne de l’intensité du dialogue qui s’est développé entre elle et l’entreprise autour du projet UraMin – bien que s’inscrivant dans un calendrier très serré.

**LES PRINCIPALES ÉTAPES DU DIALOGUE  
ENTRE LES RESPONSABLES D’AREVA, LES ORGANES SOCIAUX ET L’APE**

- 23/4/2007 : le projet d’acquisition est annoncé pour la première fois à l’APE et au conseil de surveillance (et non au moment de la première acquisition de 5,5 % de titres UraMin en mars) ;
- 27/4 : première réunion d’échanges entre l’APE et la direction d’Areva ;
- 3/5 : présentation du projet au conseil de surveillance ;
- 14/5 : deuxième réunion Areva-APE ;
- 22/5 : présentation du projet au comité stratégique ;
- 30/5 : approbation à l’unanimité par le Conseil de surveillance ; approbation du conseil d’administration l’après-midi même ;
- 31/5 : un rapport de la banque Rothschild avalise le prix d’acquisition envisagé (et donc la prime) ;
- 15/6 : Offre Publique d’Achat amicale - qui aboutit le 31 juillet.

L’Agence des participations de l’État a insisté, par la même occasion, sur l’instruction très poussée qu’elle a menée sur ce dossier. Elle a confirmé aux rapporteurs spéciaux que, tout en approuvant l’idée générale de l’opération, elle n’a cessé de chercher à réduire le risque pour l’entreprise, interrogeant cette dernière sur tous les points critiques. L’analyse critique a porté sur l’ensemble des facteurs clés de risque, qui étaient aussi les facteurs clés de la valorisation, à savoir :

- la pertinence de l’opération au regard du plan stratégique de l’entreprise et de son positionnement concurrentiel ;
- la bonne valorisation de l’entreprise-cible ;
- la capacité d’Areva à supporter le coût d’un point de vue bilanciel ;
- et sa capacité à maîtriser les risques opérationnels liés à l’acquisition.

M. Bézard déclare : « *Par comparaison avec la pratique normale de l’entreprise privée, il me semble que l’APE, sans jamais se substituer au management de l’entreprise sur un dossier où ce dernier exprimait une très forte conviction, est allée très loin dans l’analyse, jouant pleinement son rôle de challenger en posant de nombreuses questions, en exigeant de nombreux documents, en analysant objectivement et de façon suffisamment critique les données et en mesurant les avantages et les risques, pour proposer à ses autorités une orientation dans un calendrier compatible avec la vie des affaires et la compétition internationale.* »

**Pour autant, ces échanges n’auraient, semble-t-il, pas toujours été égaux.**

Comme cela a déjà été observé, la position de contrôleur de l’APE est fondée par nature sur un certain déséquilibre face à l’entreprise, de surcroît « *forte de son expertise mondiale reconnue dans l’uranium, tant au plan de l’extraction que de la commercialisation* ».

L’Agence souligne cependant l’assurance particulière avec laquelle ses interlocuteurs ont répondu à ses *challenges* ou expliqué le projet aux organes sociaux. Sur l’ensemble des sources possibles de risque (la consistance des réserves, le coût et le calendrier de leur exploitation, et les perspectives de prix d’enlèvement de la matière), elle aura obtenu « *des réponses claires et des engagements forts des cadres dirigeants d’Areva* ».

***1. Sur le niveau et la qualité des gisements, la consistance des permis miniers et la capacité du groupe à les exploiter pour un coût de revient raisonnable.***

Selon le témoignage de l’APE, Areva mettait en avant le fait qu’en tant qu’entreprise cotée, UraMin était légalement tenue à une information précise et rigoureuse sur la qualité de son actif, dans le respect des dispositions législatives et comptables.

Néanmoins, au vu des éléments transmis par l’Agence aux Rapporteurs spéciaux, Areva se serait elle-même engagée sur la réalité des réserves et de leur exploitation, au-delà du rapport SRK.

**Les rapporteurs ont vérifié que l’APE avait reçu une présentation des caractéristiques géologiques des sites et des conditions de leur exploitation, produit, vraisemblablement, des constats effectués par les géologues d’Areva. Mais force est de constater que ces données, détaillées mais aussi très techniques, n’étaient à l’évidence pas à la portée de non initiés.**

L’Agence n’aurait pas eu communication d’une synthèse critique des experts miniers de l’entreprise faisant état de quelques alertes quant aux incertitudes que les configurations particulières des sites faisaient peser sur l’évaluation de leurs réserves, comme sur les coûts de revient de leur mise en exploitation.

**Les rapporteurs ont eu à connaître ce document, ainsi qu’une version allégée de cette synthèse. Ils ont pu constater des décalages sensibles entre les deux présentations avec la suppression de certaines informations ou commentaires un peu réservés<sup>(1)</sup>, alors que les points positifs sont intégralement préservés, voire mis en avant. Les écarts sont plus marqués encore avec les présentations succinctes qui ont été faites aux organes sociaux de l’entreprise.**

---

(1) Sans dévoiler des détails trop stratégiques, on relèvera, par exemple, que ne sont plus mentionnées parmi les points d’incertitude concernant Trekkopje, dans la rubrique Ressources, la « validité des estimations SRK », ni « l’incertitude sur le taux de récupération » dans la rubrique Traitement du minerai.

Les rapporteurs n'ont pas les moyens de s'assurer que ces documents ont bien été établis à l'époque de l'opération ; et, le cas échéant, n'ont pu déterminer clairement qui en avait eu connaissance. **Ces documents montrent à tout le moins l'utilité d'une grille de lecture des données techniques, sans laquelle elles sont, d'une certaine manière, inaccessibles.**

Même si le journal *Les Échos* dit aujourd'hui<sup>(1)</sup> que le lourd investissement d'Areva « *ait peut-être été dans le sable se présentait dans le document de référence*<sup>(2)</sup> *de cette année-là. L'actionnaire y lisait clairement que moins de 2 % des ressources de ces mines africaines d'uranium avaient pu être mesurées et que le solde relevait au mieux d'une approximation. Les survaleurs brutes inscrites à l'époque au bilan (90 % du montant de la transaction) résumaient le risque pris* », identifier l'aléa et apprécier son ampleur paraissent nécessiter un minimum d'accompagnement.

A défaut d'explications techniques utilisables complètes, les interlocuteurs de l'entreprise n'en étaient que plus sensibles aux messages qu'elle leur a portés.

Les équipes dirigeantes et opérationnelles d'Areva se sont montrées non seulement convaincues, mais rassurantes. Ainsi est-il dit lors du comité stratégique le 22 mai 2007 : « *les experts ont confirmé que l'exploitation de ces gisements ne soulevait pas de difficultés techniques particulières* ». En outre, lors de ce même comité, il est indiqué qu'« *Areva bénéficie d'une très bonne connaissance [d'UraMin]* » et que son « *équipe de développement est bien connue d'Areva, dynamique et [...] possède une très bonne expérience minière* ». Il est observé que « *l'acquisition de 5,5% du capital d'UraMin par placement privé en mars dernier permet d'en avoir une bonne connaissance* ».

Le Conseil de surveillance d'Areva relève pour sa part le 14 février 2012 : « *Les caractéristiques de ceux-ci (très faible teneur en Uranium du gisement de Trekkopje, difficultés d'accès au gisement de Bakouma) entraînaient de réelles contraintes opérationnelles. Les différentes présentations faites à l'APE et au Conseil de surveillance font insuffisamment ressortir les incertitudes que peuvent exprimer en interne les équipes techniques dans la période précédant l'acquisition.* »

## ***2. Sur l'acceptabilité de la valorisation proposée par Areva.***

Pour en juger, l'APE avait choisi de privilégier une approche de valorisation intrinsèque de la société, fondée sur des éléments objectifs plutôt que sur sa valeur boursière, sujette à caution dans le contexte de l'époque qui pouvait faire craindre une bulle spéculative.

La proposition était-elle justifiée ? Elle était **présentée comme « conservatrice »** par Areva et son conseil financier Rothschild : « *sur la base des*

---

(1) Daté du 16 janvier 2012.

(2) De la société UraMin.

*due diligences effectuées, (...) les hypothèses retenues ont permis de procéder à une évaluation prudente qui ne tient pas compte de synergies potentielles avec les permis adjacents autour des sites concernés et indique qu'une offre comportant une prime de 20 % est considérée par notre conseil Rothschild comme une offre sérieuse* » (Conseil de Surveillance du 30 mai 2007). Un premier rapport de la banque Rothschild daté du 14 mai avait établi à 2 428 millions de dollars la valeur centrale d'UraMin selon une méthode des flux de trésorerie prévisionnels actualisés <sup>(1)</sup> sur la base d'un plan d'affaires révisé par Areva. Un second document daté du 18 juin établit même une valorisation centrale de 3 323 millions de dollars après intégration des synergies et une nouvelle révision du plan d'affaires par Areva. Elle s'appuyait sur les hypothèses suivantes :

– l'existence de réserves normées, ce qui signifie *« qu'il s'agit de réserves validées par des experts reconnus par les autorités boursières »* (Conseil de surveillance du 3 mai 2007), et confirmées par des travaux complémentaires réalisés par Areva : *« les due diligences effectuées récemment par Areva ont permis de considérer que les ressources en uranium dont dispose UraMin avec ses trois principaux actifs miniers sont plus importantes que ne le laissaient espérer les études préliminaires »* (Conseil de Surveillance du 30 mai). Pour autant, Areva fonde son *Business plan* sur une hypothèse définie en deçà des évaluations de SRK pour intégrer la part d'aléa que pourrait induire le rendement de l'extraction et de l'usine ;

– un coût d'extraction déterminé selon une approche prudente d'après l'entreprise : *« les due diligences ont permis d'évaluer les coûts de production de chacune des mines en fonction de différents critères préétablis et ainsi de fait ressortir un prix de revient moyen de xxx qui constitue une approche prudente »* (Conseil de Surveillance du 30 mai). Dans le document de présentation au comité stratégique, il est précisé que ces évaluations ont été établies en *« fonction notamment des caractéristiques du gisement, des moyens à mettre en œuvre pour extraire le minerai, des méthodes de traitement à utiliser, du transport »* ;

– un prix de revente de l'uranium de 75 dollars américains la livre présenté comme *« très réaliste »* dans un document préparé en mai 2007. Cela est confirmé au Comité stratégique du 22 mai: *« les conditions de marché actuelles permettraient maintenant de commercialiser la production à travers des contrats long terme à des niveaux supérieurs à 75USD/lb »*

– enfin, un calendrier qui prévoyait une mise en production en 2009 en Namibie, en 2010 en Afrique du Sud et en 2012 en République Centrafricaine. Il était sans doute difficile de juger s'il était raisonnable. En tout état de cause, ces hypothèses étaient plus conservatrices que celles du vendeur (respectivement 2009, 2009 et 2010), et compatibles avec les objectifs d'Areva *« d'une prise de participation et/ou de contrôle de sociétés devant mettre en production leurs gisements à court ou moyen terme (avant 2012) »* (Conseil d'administration du 30 mai 2007).

---

(1) Dite DCF en anglais.

L'Agence des participations de l'État avait par ailleurs conçu un dispositif pour limiter doublement l'exposition du groupe au risque que représentait cet achat, recommandant une **cession de la moitié de la cible** afin de réduire l'investissement à un niveau compatible avec la taille du bilan d'Areva, accompagnée d'un **contrat d'enlèvement** qui devait permettre de partager le risque d'exploitation.

### **3. Sur la rétrocession partielle du capital acquis à un tiers.**

Dans les présentations au comité stratégique du 22 mai 2007 et au conseil de surveillance du 30 mai, il est écrit que cette rétrocession devait intervenir de façon **imminente** : « *Les contrats de coopération et l'accord d'actionnaire sont en négociation. Ces documents, dans un état de forme très avancée, doivent être signés dans les deux prochaines semaines* ».

Dans les documents préparés pour le comité stratégique du 22 mai 2007 et le conseil de Surveillance du 30 mai, l'entreprise déduisait de cette opération que son investissement dans UraMin serait limité à 800 millions d'euros pour 51 % du capital.

### **4. Sur la signature rapide de contrats d'enlèvement, ou la capacité d'Areva à vendre l'uranium produit à un prix minimum de 75 \$ la livre.**

Areva indiquait pouvoir contractualiser en quelques mois tout l'uranium produit, en crantant un haut niveau de prix : « *étant donné les conditions de marché actuelles, en quelques mois, l'intégralité de la production d'UraMin peut être commercialisée à travers des contrats long terme à des niveaux de prix supérieurs à 75\$/lb* ». L'entreprise écrit ainsi à ses administrateurs (Conseil de surveillance du 3 mai et du 30 mai) que « *la prise de contrôle s'accompagnera de la signature d'accords commerciaux de long terme (...) permettant ainsi de garantir la marge opérationnelle de l'investissement* ». Le contrat d'enlèvement en discussion avec les chinois est encore présenté comme « **certain** » dans les mois qui suivent l'acquisition.

En conclusion, il est écrit par l'entreprise au conseil de surveillance du 30 mai 2007 que l'opération "sera relative" pour Areva dès 2009 en ce qui concerne le bénéfice par action.

« *Ayant reçu de nombreuses « assurances raisonnables » de la part des « sachants » au sein de l'entreprise, l'APE dit s'être notamment laissée convaincre de passer outre ses conditions initiales à l'équilibre financier de l'opération : le partage de cet achat avec un investisseur minoritaire et la signature d'un contrat d'approvisionnement long terme assurant l'enlèvement du minerai produit.*

À la lecture de ces différents documents et témoignages, **les Rapporteurs spéciaux s'interrogent sur les carences respectives des acteurs de cette acquisition qui est révélée ultérieurement pour ce qu'elle était : un pari**

**industriel, non illégitime pour Areva, mais trop coûteux** au regard de l'aléa qu'il comportait et de la capacité de l'entreprise à y faire face.

**On peut regretter que, sur un domaine aussi technique, l'Agence pour les participations de l'État ne se soit pas adressée au Bureau national de recherches géologiques et minières (BRGM).** Si solides soient-elle, les compétences de l'APE ne lui permettaient pas, à l'évidence, de porter un regard critique sur les analyses géologiques et les conclusions que l'on pouvait en tirer.

Quant à l'entreprise, il semble aux rapporteurs qu'elle avait le devoir d'apporter les éclairages nécessaires sur ces points techniques. **Une transparence et un effort de décryptage** d'autant plus exigibles que l'expertise reconnue à l'entreprise donne un poids particulier à ses affirmations. C'est une question de responsabilité, mais aussi de crédibilité à venir dans ses relations avec ses actionnaires comme avec ses partenaires.

**• Les Rapporteurs spéciaux se sont aussi étonnés qu'EDF, invitée à participer à l'achat d'UraMin, se soit désistée sans informer la « tutelle » de l'intégralité de ses raisons, alors qu'elle ne pouvait ignorer que les services de l'État seraient appelés à se prononcer sur ce même projet.**

Interrogé sur sa décision, EDF a en effet expliqué aux Rapporteurs spéciaux : *« Le 9 mars 2007, Areva a proposé à EDF de participer avec elle à l'acquisition d'UraMin. Une rapide analyse interne montrait dès le 13 mars que cette cible ne répondait pas exactement aux besoins d'EDF : ses coûts d'exploitation anticipés étaient élevés et sa période présumée d'exploitation ne dépassait qu'à peine la période déjà sécurisée par des contrats. EDF décidait cependant de poursuivre cette analyse de façon plus approfondie, et pour ce faire, EDF s'est attaché deux conseils, l'un stratégique, l'autre financier : Goldman Sachs. Les études approfondies menées par l'équipe projet ont confirmé et renforcé l'impression première : les risques étaient plus élevés et les projets d'exploration ne justifiaient pas le prix demandé. EDF a alors définitivement renoncé. »*

*« Les analyses internes menées par l'équipe projet, tout comme les études externes réalisées par les deux conseils stratégique et financier, ont abouti aux mêmes conclusions négatives quant à l'intérêt de cette opération pour EDF. La première conclusion tirée a concerné la valeur d'acquisition proposée pour cette opération : le prix demandé était beaucoup trop élevé du point de vue d'EDF, compte tenu des business plans estimés par ses soins pour les projets d'exploration développés au sein d'UraMin. Par ailleurs l'exploitation des mines était prévue sur une période assez courte durant laquelle les besoins d'EDF étaient couverts par les contrats à long terme : la production d'uranium issu de ces mines n'aurait donc pas pu être utilisée pour répondre aux besoins du parc de production nucléaire d'EDF. Ce problème de calendrier entre la mise à disposition du minerai et les besoins effectifs d'EDF a donc conduit EDF à abandonner l'étude de ce projet de prise de participation dans UraMin. »*

Un coût disproportionné n'était certes pas la raison première du désistement de l'électricien français ; néanmoins, ces éléments d'évaluation auraient pu alerter l'APE sur l'ampleur des risques présentés par le projet UraMin. À la question de savoir pourquoi n'ont-ils pas porté ce rapport à la connaissance des représentants de l'État, EDF a répondu : « *Le rapport Goldman Sachs n'a été qu'un élément de la décision, et pas le plus déterminant. Mais surtout, sauf à détecter une fraude caractérisée que rien ne montrait dans le dossier, il n'appartient pas à EDF de donner à une tierce personne un avis sur les appréciations d'un projet par son partenaire potentiel. EDF a donné son avis et sa réponse à Areva et n'avait aucun droit ni titre à le donner à une quelconque autre personne. EDF n'a d'ailleurs pas été sollicité sur ce point par qui que ce soit.* »

**Cet épisode soulève ainsi, à plus d'un titre, la question de l'étendue du devoir d'information que l'on peut attendre des entreprises publiques quand les intérêts nationaux - patrimoniaux par exemple - sont en jeu.**

*c) La réalisation du projet*

**• Une acquisition au prix fort, dont les conditions d'équilibre du *business plan* n'étaient pas toutes réunies.**

*– Une première tentative qui tourne court.*

Areva aurait eu, très amont, des contacts au niveau opérationnel avec les équipes d'Uramin. Une offre confidentielle est transmise au groupe par le conseil d'administration d'UraMin en octobre 2006. Selon le document que se serait procuré le journal *Challenges* <sup>(1)</sup>, le *Deal sheet* daté du 17 octobre 2006 indiquerait que « *le conseil d'administration d'UraMin considère qu'un prix de 2,5 dollars par action est requis, soit un coût d'acquisition total de 376,8 millions pour 80 % du groupe (...) 471 millions de dollars pour 100 % du capital.* » Le document évoquerait une situation nette de l'entreprise (« *net asset value* ») soit la valeur des actifs moins la valeur des dettes) de 1,46 milliards de dollars. La valorisation de 471 millions est déjà le double de celle d'avril 2006, ce que UraMin justifierait par « *l'augmentation significative des réserves et de la teneur à Trekkopje* », « *le gain de la licence à Ryst Kuil* » et « *l'acquisition du projet Bakouma* ».

Mais la société retire sa proposition peu après, motif pris de l'impact prévisible du noyage de la mine de Cigar Lake sur le cours de l'uranium, et partant, sur les perspectives de valorisation boursière de la *junior*. Datée du 26 octobre 2006, la lettre du président du conseil d'administration d'UraMin, dont *Challenges* a également eu copie, indique : « *Nous devons laisser l'histoire d'UraMin mûrir avant de continuer des discussions détaillées* », écrit Sam Jonah qui explique sa décision par la hausse continue des cours du minerai et le fait que « *la valeur des licences obtenues en Namibie et en Afrique du Sud (...) n'est pas reflétée dans le prix de marché. (...) Durant cette période, nous ne pourrions pas*

---

(1) Daté du 1er février 2012.

*signer un accord exclusif avec Areva, mais nous ne chercherons pas activement une transaction alternative.* » En effet, bien qu'aucun de ses gisements ne soit encore exploité, UraMin se cote à la bourse de Toronto en décembre 2006.

Le 20 mars 2007, Areva commence par acquérir 5,5 % de ses titres pour un total de 50 millions d'euros (soit l'équivalent de 910 millions pour 100 %).

***– Des cours qui flambent – avant une chute rapide.***

Au moment de l'OPA, en juin-juillet 2007, le cours d'UraMin est d'autant plus soutenu qu'un nouveau rapport SRK fait état en mai 2007 d'une révision à la hausse des réserves de Trekkopje.

Mais dans les mois qui suivent, les conditions du marché spot de l'uranium se dégradent substantiellement, tandis que la réalité de certains des risques opérationnels se confirme : ainsi, le calendrier de mise en production du principal gisement, celui de Trekkopje, initialement fixé à 2009, doit être décalé à plusieurs reprises jusqu'en 2012, tandis que le montant des investissements à réaliser est réévalué de 80 %.

Les cours se sont à peu près stabilisés depuis, voire seraient en train de remonter ; mais ils restent encore insuffisants pour une mise en production rentable. Aussi après deux dépréciations, la valeur résiduelle des actifs issus d'UraMin s'établit aujourd'hui à 410 millions d'euros.

***– Une forte prime, justifiée par des analystes financiers expérimentés, mais spécialement élevée pour ce qui était largement un pari.***

Les titres d'UraMin ont été acquis pour 2,5 milliards de dollars ou 1,82 milliards d'euros, soit un prix de 7,7 dollars américains par action, comprenant une prime hors dividende de 21 % sur le cours moyen pondéré vingt jours au 8 juin 2007.

La valeur de l'entreprise a quintuplé. La prime (*goodwill*) est l'équivalent d'un tiers de la valeur intrinsèque que cet actif représentait pour Areva.

***– Des conditions essentielles qui n'étaient encore qu'à un stade potentiel***

Prévue avec un groupe chinois, la rétrocession n'a pas pu être posée comme condition préalable à l'acquisition d'UraMin, contrairement à ce que l'APE avait initialement souhaité. Areva expliquait que c'était matériellement impossible pour des raisons liées à la procédure de décision gouvernementale chinoise, mais que ce serait mis en œuvre dans les semaines qui suivaient. Elle n'a jamais été réalisée.

M. Oursel a indiqué aux rapporteurs que le partenariat en discussion avec CGNPC <sup>(1)</sup> semblait bien engagé. En octobre 2008, la cession de 49 % d'UraMin à

---

(1) *China Guangdong Nuclear Power Company.*

un véhicule d'investissement contrôlé par l'entreprise chinoise est même annoncée par un communiqué de presse d'Areva. L'accord portait également sur un important contrat d'enlèvement. Mais CGNPC a finalement renoncé à investir, comme à contracter sur le minerai produit, sans donner ses raisons. Une « *source interne* » à Areva indiquait au journal *Challenges* <sup>(1)</sup> que : « *les conditions qu'ils demandaient étaient inacceptables : ils voulaient les deux tiers de la production pour la moitié du prix.* » Son retrait est annoncé au conseil de surveillance en février 2009.

• **Des investissements ultérieurs accélérés par la nécessité de passer rapidement en production.**

L'expérience a montré qu'Areva avait tablé sur **un calendrier très volontariste** pour la mise en exploitation des trois gisements, alors même que les caractéristiques de ceux-ci (très faible teneur en Uranium du gisement de Trekkopje ou difficultés d'accès au gisement de Bakouma) entraînaient de réelles contraintes opérationnelles.

Les rapporteurs ne sont pas en mesure d'apprécier à quel point les promoteurs du projet ont fait preuve d'excès d'optimisme dans leur première estimation de ce calendrier. Leurs prévisions étaient pourtant plus prudentes que celles du vendeur. Les géologues de l'entreprise ne paraissent pas s'être prononcés sur ce point. En revanche, **le volontarisme des investissements engagés après l'achat** pour permettre la mise en production du site de Trekkopje semble avéré si l'on considère que les examens géologiques qui devaient confirmer et préciser le profil du site n'avaient pas encore abouti.

Selon l'analyse du Conseil de surveillance du 14 février 2012, « *soucieuses de justifier la valeur élevée d'acquisition d'Uramin mais aussi d'atteindre les objectifs de développement fixés dans le Plan Stratégique d'Areva, les équipes en charge du BG Mines ont maintenu, jusqu'à fin 2010, le cap d'une mise en production la plus rapide possible des gisements de Trekkopje, sans attendre l'achèvement des importantes campagnes de sondage engagées à partir de 2008 et destinées à valider le niveau des réserves. Ainsi la direction du BG Mines soumet en novembre 2009 au Comex qui approuve, la **décision de lancer à Trekkopje les investissements du projet « Maxi »** et ce, alors même que les nouvelles analyses de rentabilité du projet, tout en restant positives indiquent une forte dégradation par rapport aux hypothèses de 2008, en raison d'une part de l'évolution à la baisse du cours de l'uranium et d'autre part de la hausse des coûts de production. Suite à cette décision, 330 MUSD supplémentaires seront effectivement dépensés. En opportunité, **le choix fait fin 2009 d'engager la construction du projet Maxi est discutable.** Compte tenu des contraintes de liquidité que rencontrait Areva dans cette période et des incertitudes sur l'évolution du prix de marché de l'Uranium il aurait été plus prudent qu'à compter de fin 2009, les investissements en cours soient différés. Ceci aurait*

---

(1) Daté du 5 octobre 2011.

*permis d'économiser en 2010 et en 2011 une dépense en cash de 360 MUS\$ (265 millions d'euros) sur un **montant total d'engagements de 720 millions d'euros** au périmètre d'UraMin. Il est regrettable que le Conseil de surveillance n'ait été à aucun moment formellement saisi du programme d'investissement et de ses conditions de mise en oeuvre même si les statuts d'Areva ne rendaient pas cette procédure obligatoire. »*

• **Un dossier qui a révélé, en amont comme en aval, certains dysfonctionnements dans le mode de gouvernance de l'entreprise et son processus décisionnel.**

– *Apparemment, pas de manœuvres frauduleuses.*

Après enquête du comité *ad hoc*, le Conseil de surveillance du groupe a conclu : « *si certaines rumeurs laissent entendre qu'Areva aurait été victime de manœuvres frauduleuses, le comité n'a eu connaissance pour sa part d'aucun élément venant accréditer la réalité de ces thèses.* » Une sénatrice canadienne semble toutefois s'intéresser aujourd'hui au parcours boursier d'UraMin.

Quoi qu'il en soit, on peut regretter que l'information des organes décisionnaires ait été marquée d'une trop grande inégalité, y compris pour l'interlocuteur privilégié qu'a été l'APE. Les insuffisances de cette information n'ont vraisemblablement pas permis aux organes sociaux de l'entreprise d'approuver le projet en toute connaissance de cause, voire de tempérer l'enthousiasme des promoteurs de l'opération. Les observateurs relèvent en outre quelques autres carences « procédurales » :

– *La non association des organes sociaux à la première étape de l'opération (en mars 2007).*

Il n'était pas nécessaire, formellement, de prévenir le Conseil de surveillance d'Areva du projet d'acquiescer 5,5% du capital de la *junior* canadienne puisque le montant était un peu inférieur au seuil de 80 million d'euros au-delà duquel toute acquisition doit être soumise à son approbation du Conseil en application des statuts. Mais, **en opportunité, le caractère manifestement stratégique de l'opération aurait pu le justifier.** Telle est du moins la conclusion du Conseil de surveillance du 14 février 2012.

– *Le manque de formalisation des procédures de décision.*

Le Conseil de surveillance du 14 février 2012 déplore ainsi que les procédures d'instruction du dossier d'OPA ont été peu formalisées. « *Le projet a été évoqué lors d'une séance du Directoire et deux séances du Comité Exécutif Nucléaire en avril et mai avant d'être soumis à l'approbation du Conseil de surveillance. Toutefois aucun dossier ne semble avoir été fourni à ces instances en support de discussion et les procès verbaux de ces réunions sont particulièrement succincts. En revanche, l'acquisition a été examinée et approuvée à l'unanimité le 30 mai 2007 par le Conseil de surveillance dans le respect des règles de gouvernance, sur la recommandation du comité stratégique.* »

• **Cet épisode et les événements qui ont suivi montrent la nécessité de renforcer tant l'encadrement des procédures, que la transparence du dialogue entre l'exécutif et les actionnaires.**

**LES DÉCISIONS DU CONSEIL DE SURVEILLANCE DU 14 FÉVRIER 2012  
POUR AMÉLIORER LA GOUVERNANCE D'AREVA  
ET LE DIALOGUE AVEC LES ORGANES SOCIAUX DU GROUPE**

Compte tenu des dysfonctionnements relevés, le Conseil estime qu'il convient de revoir en profondeur la gouvernance d'AREVA afin de s'assurer que des décisions touchant à des acquisitions ou à des investissements importants soient à l'avenir instruites et validées dans des conditions garantissant une meilleure sécurité juridique et financière et permettant un dialogue plus transparent entre le management et le Conseil de surveillance.

– Il a ainsi demandé au Directoire de proposer à la prochaine Assemblée Générale de modifier les statuts de la société pour rendre obligatoire l'autorisation préalable par le Conseil de surveillance des investissements, prises de participation et acquisitions au-delà d'un seuil de 20 millions d'euros.

– Il a par ailleurs décidé de mettre en place, en son sein, un comité d'éthique chargé de veiller à la bonne application des règles de déontologie.

– Il a, en outre, demandé au Directoire de finaliser dans les plus brefs délais la procédure interne applicable à l'instruction et la validation des différents projets et décisions d'engagements et les modalités de suivi de l'exécution de ceux-ci.

– Il a en outre rappelé que les délibérations du Directoire tout comme celles des instances ou autorités ayant reçu délégation de pouvoir de sa part doivent faire l'objet d'une formalisation écrite systématique et a demandé au Directoire de veiller à l'application scrupuleuse de cette règle.

– Enfin, il a demandé au Directoire de mettre en place, sous son autorité directe, un comité des ressources et des réserves chargé, sur la base des travaux menés par le Service des réserves, de valider chaque année les estimations des ressources et réserves figurant dans le Document de référence. Ce comité, qui associera un ou plusieurs experts reconnus et extérieurs au Groupe, devra préciser les méthodes et le calendrier de réactualisation des ressources et des réserves. Ses travaux feront l'objet d'un rapport annuel devant le Comité d'audit. Une mention sur la mise en place et le fonctionnement de ce comité devra figurer dans le Document de référence publié par AREVA.

– Enfin, il a demandé au Directoire de mettre à l'étude la transformation de la forme juridique de la société en société anonyme à conseil d'administration.

– Dans le même souci, après la révélation d'autres dérives internes<sup>(1)</sup>, la direction d'Areva a indiqué que la gouvernance de l'intelligence économique ferait également l'objet d'une restructuration. Il n'existait pas, jusqu'alors, de processus de traçabilité interne établi et les directeurs des *Business groups* disposaient d'une certaine autonomie. Désormais, de la commande au rendu du rapport, ces prestations seront plus encadrées et centralisées. « *Les équipes font tous leurs efforts pour remettre de la transparence dans les procédures et les comptes* », déclare M. Luc Oursel.

---

(1) Des enquêtes ont été commanditées en interne, en 2010 puis 2011, selon une procédure surprenante, afin d'éclairer les conditions de l'acquisition d'UraMin.

– Au-delà des organes sociaux, **cet épisode UraMin a montré l'importance d'améliorer, ou corriger, encore les relations entre les entreprises publiques - de manière générale - et l'APE :**

Ainsi que M. Bruno Bézard l'a rappelé, l'Agence des participations de l'État a été créée *« afin d'améliorer la gouvernance des entreprises publiques et en particulier, même si de nombreux autres aspects sont concernés, les conditions dans lesquelles l'actionnaire public, mais aussi les organes de gouvernance des entreprises publiques, sont amenés à être informés et à se prononcer au sujet des décisions importantes d'investissement. »*

*« La qualité, la rigueur et la sincérité des informations données par les entreprises publiques à leur actionnaire de référence, en particulier au moment des grands choix d'investissement »* sont des exigences sans cesse réaffirmées. Il s'agissait de *« remettre l'actionnaire public en position active de décideur plutôt que de simple spectateur. »* Ces efforts ont déjà porté leurs fruits ; mais il n'est pas superflu de rappeler ce cap essentiel.

### 3.– Les surcoûts de l'EPR finlandais

Areva a conclu en 2006 un contrat avec l'électricien finlandais TVO pour la construction de son premier EPR par un consortium mené par le groupe et Siemens. C'est la première fois que l'entreprise assure la construction de la totalité d'une centrale nucléaire en y jouant le rôle central de l'architecte-ensemblier qui coordonne l'ensemble des entreprises intervenant sur le site.

- Son manque d'expérience, les difficultés propres à la réalisation de ces nouveaux réacteurs de troisième génération aux exigences techniques renforcées – comme le montrent les problèmes rencontrés par EDF sur son chantier de Flamanville –, mais aussi les mauvaises relations d'Areva avec son client ont engendré d'importants retards et des surcoûts substantiels.

Initialement vendu pour un prix d'environ 3 milliards d'euros, le projet OL 3 (Olkiluoto 3) a fait l'objet d'une succession de provisions pour pertes à terminaison<sup>(1)</sup>. Entre 2005 et 2010, c'est une provision annuelle moyenne de 430 millions d'euros qui vient amputer le résultat du groupe.

Après discussions entre le Consortium et TVO sur la consolidation du calendrier de mise en service du réacteur, le client finlandais a communiqué fin décembre 2011 sur une première mise en production commerciale de l'EPR en août 2014. Jusqu'ici, Areva avait prévu un chargement du combustible en décembre 2012 et un intervalle de 8 à 12 mois pour la première production commerciale. Le retard accumulé atteindrait ainsi cinq ans par rapport à ce que prévoyait le contrat avec le client finlandais (soit une date prévisionnelle de réception en juin 2012).

---

(1) Provisions « pour pertes à terminaison » dont une partie significative a été utilisée au fur et à mesure de l'avancement du projet (82 % à fin décembre 2011) et des coûts effectivement supportés par le groupe.

Areva a en conséquence passé une **neuvième provision** pour pertes à terminaison de 220 millions d'euros en décembre. Le **surcoût total assumé par l'entreprise** du fait de cette opération s'élève aujourd'hui à **2,84 milliards d'euros** <sup>(1)</sup>.

Néanmoins, si l'on considère les dérives passées du chantier, on ne peut être encore certain de son issue et de son coût final.

● En tout état de cause, aux coûts directement liés au chantier, **pourraient se rajouter, ou se déduire, des frais de contentieux et indemnitaires** :

– issus du litige opposant Areva à son partenaire Siemens à l'occasion de sa sortie d'AREVA NP.

Areva avait initié le 14 avril 2009 un arbitrage à l'encontre de Siemens. Dans sa sentence rendue publique le 19 mai 2011, un tribunal arbitral a confirmé le caractère fautif du comportement de Siemens pour lequel l'entreprise a dû verser 648 millions d'euros de pénalités au groupe français, plus les intérêts.

Ce montant correspond à l'intégralité de la sanction prévue en cas de violation des dispositions du pacte d'actionnaires conclu entre Areva et Siemens en 2001, soit 40 % de la valeur de la participation détenue par Siemens dans AREVA NP. Le 18 mars 2011, un expert indépendant mandaté conjointement par les parties avait valorisé la participation de Siemens à 1,62 milliard d'euros, alors que celle-ci était initialement provisionnée dans les comptes d'Areva pour 2,049 milliards hors intérêts courus. Cela signifie un impact favorable de 429 millions d'euros pour Areva. Le coût final d'acquisition des titres AREVA NP auprès de Siemens s'est élevé à 1,679 milliard d'euros.

**Au final, le dénouement des relations entre Areva et Siemens au capital d'AREVA NP a conduit le groupe à un décaissement net de 1 679 - 648 = 1 031 millions d'euros en 2011.**

Le tribunal a également examiné le délai de validité de la clause de non-concurrence figurant dans le pacte d'actionnaires à 4 ans. Cette période est toujours en cours d'examen par la Commission européenne. Cette enquête ne signifie pas que la clause de non-concurrence visée est illicite, mais simplement que la Commission la considère comme trop longue et que l'on pourrait s'orienter vers un accord entre la Commission, Areva et Siemens sur 3 ans.

– liés aux procédures contentieuses opposant le Consortium Siemens-Areva à son client TVO [*cf. encadré ci-après*].

Areva considère que la partie des retards et surcoûts du projet qui fait l'objet de la procédure d'arbitrage en cours auprès de la Cour de commerce internationale (CCI) n'est pas imputable au Consortium. Le groupe n'a, par conséquent, pas constitué de provisions pour contentieux dans ses comptes en sus des provisions pour pertes à terminaison déjà arrêtées.

---

(1) Soit un coût total de 5,84 milliards qui se rapproche de celui de l'EPR de Flamanville monté à 6 milliards.

## ÉVOLUTION DU CONTENTIEUX ENTRE LE CONSORTIUM AREVA-SIEMENS ET TVO

### **S’agissant de l’arbitrage concernant le sujet « Excavation » (fouille/terrassement)**

La procédure est terminée et en attente de la sentence qui sera rendue dans le courant du premier trimestre 2012, suite à plusieurs reports de délais par la CCI.

### **S’agissant de l’arbitrage « *D&D Claim* » (retards et perturbations)**

– Le 5 décembre 2008, une procédure d’arbitrage CCI a été lancée par le Consortium Areva-Siemens au titre des retards et perturbations subis dans le cadre de l’exécution du contrat, et des surcoûts induits. En juin 2011, le Consortium a porté ses réclamations à 1,94 milliard d’euros.

– De son côté, le client TVO a émis une réclamation vis-à-vis du consortium. Le traitement de cette réclamation, basée sur des allégations que le Consortium et ses conseils estiment dénuées de fondement et sans valeur au regard du contrat et du droit finlandais, intervient dans le cadre du *D&D Claim* sous forme d’une demande reconventionnelle.

Le Consortium a continué à faire valoir ses droits en déposant en Mai 2011 dans le cadre de la procédure d’arbitrage engagée en 2008, un dossier réclamant une compensation de 1,9 milliard d’euros pour une extension de 22 mois sur la période contractuelle courant jusqu’à fin 2007. Aucun produit n’est reconnu à ce titre. De la même manière, aucune provision n’a été constituée au titre de la réclamation de 1,4 milliard d’euros déposée par TVO auprès du Consortium. En effet, Le Consortium et ses conseils estiment toujours que les allégations exposées dans cette réclamation restent dénuées de fondement et sans valeur au regard du droit finlandais. La prochaine étape importante dans la procédure d’arbitrage sera constituée par le dépôt des écritures de TVO en juin 2012 (mémoire en défense au Mémoire de réclamations du Consortium et contre-réclamations).

## B.– EN DÉPIT DES DIFFICULTÉS FINANCIÈRES TRAVERSÉES, AREVA CONSERVE DE SOLIDES ATOUTS

1.– Un excellent positionnement sur des secteurs porteurs, un modèle économique et industriel pertinent

### a) Les atouts du modèle intégré

Auditionné par la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale à la suite de sa nomination comme président du Directoire d'Areva, en succession d'Anne Lauvergeon, Luc Oursel <sup>(1)</sup>, présentait sa vision du groupe dans les termes suivants : « *La première [priorité] consiste à consolider la stratégie mise en place par Anne Lauvergeon : **maintenir le business model intégré, de la mine jusqu'au recyclage*** ».

Cette présence simultanée du groupe dans les grands métiers de la mine, l'amont du cycle du combustible, les réacteurs et services associés, l'aval du cycle du combustible constitue en effet **la caractéristique principale de sa stratégie économique et industrielle ; elle en fait aussi la force.**

Commentant les premiers résultats de l'exercice 2011<sup>(2)</sup>, le Président du Directoire d'Areva a de nouveau déclaré : « *La croissance de notre carnet de commandes au terme d'une année marquée par l'accident de Fukushima confirme la forte présence commerciale du groupe auprès de ses clients. La réduction limitée du chiffre d'affaires en 2011, quant à elle, traduit la **robustesse du modèle intégré d'Areva** qui s'appuie sur une large majorité d'activités récurrentes liées à la base installée nucléaire de nos clients, ainsi que sur le développement de nos activités dans les énergies renouvelables.* »

Aux rapporteurs, les représentants de l'entreprise ont tenu à rappeler que : « **le modèle intégré dans le nucléaire est porteur de synergies commerciales, technologiques et financières** ».

**Les difficultés financières que le groupe traverse actuellement ne remettent pas en cause ce modèle économique choisi par le groupe. Bien au contraire, il reste un des axes majeurs de sa stratégie pour les prochaines années, et est réaffirmé dans le plan d'action stratégique 2012-2016, adopté par l'entreprise à la fin de l'année 2011 (plan « Action 2016 »).**

---

(1) Audition du 12 octobre 2011, [http://www.assemblee-nationale.fr/13/cr-eco/11-12/c1112003.asp#P6\\_181](http://www.assemblee-nationale.fr/13/cr-eco/11-12/c1112003.asp#P6_181).

(2) Communiqué de presse d'Areva du 26 janvier 2012.

*b) Un excellent positionnement dans des secteurs porteurs*

Au cours de cette même audition, M. Luc Oursel a rappelé le contexte dans lequel évolue désormais le groupe : « [...] les réactions à la catastrophe de Fukushima sont, dans l'ensemble, très rationnelles. [...] le nucléaire, s'il n'est pas l'unique solution, est l'une des solutions aux problèmes énergétiques et climatiques. Les fondamentaux qui ont justifié son développement demeurent : la croissance démographique, le besoin en électricité, la nécessité d'une indépendance énergétique dans un contexte géopolitique plus incertain, et la volonté de nos sociétés de bénéficier d'une électricité compétitive à un coût prédictible. Ni les particuliers ni les industriels ne peuvent vivre avec une électricité et dont le prix fluctue au gré des énergies fossiles. Voilà toute une série de bonnes raisons du maintien de notre engagement dans la filière nucléaire, au sein de laquelle je vous rappelle que la France occupe le 1<sup>er</sup> rang mondial. »

● En l'occurrence, après Fukushima, Areva a dû réviser à la baisse ses prévisions de développement du marché nucléaire – et donc ses perspectives de croissance. En 2010, ses experts escomptaient que la capacité mondiale installée connaîtrait une croissance de plus de 75 %, passant de 378 gigawatts (GW) à 659 GW en 2030. Ils estiment aujourd'hui qu'elle ne dépassera pas 583 GW.

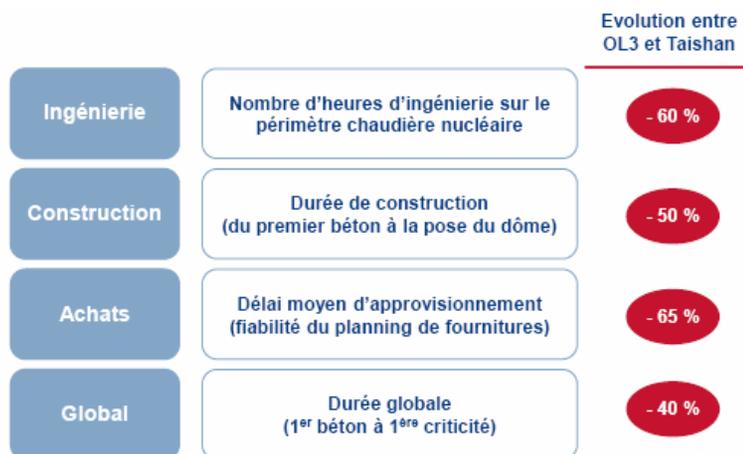
Cette évolution représenterait tout de même **une progression de la base installée mondiale de + 2,2 % par an**. De nombreux pays poursuivent en effet leur développement nucléaire : des marchés substantiels comme l'Inde et la Chine (Areva prévoit que 60 % des nouvelles constructions seraient réalisées en Asie), mais aussi des pays européens comme le Royaume-Uni, la Pologne ou les Pays-Bas.

Une telle tendance laisserait **une solide marge de manœuvre pour décrocher de nouveaux contrats**. Le plan « Action 2016 » pose ainsi l'hypothèse qu'Areva enregistrera dix commandes d'EPR (1650 MW) d'ici à 2016 (au Royaume-Uni, en Chine, en Inde...). Cela correspondrait à une moyenne de deux EPR par an. Mais le groupe table plutôt sur une accélération des prises de commandes en fin de plan. Le Conseil de politique nucléaire du 8 février 2012 a, pour sa part, annoncé le lancement du projet français Penly 3.

Areva s'est positionné sur la dizaine d'offres de nouvelles constructions en cours de négociations à travers le monde. L'entreprise attend par ailleurs la confirmation d'une petite dizaine d'autres programmes dans les trois à cinq prochaines années.

Le groupe mise particulièrement sur l'atout que représente aujourd'hui le niveau de sûreté renforcé de l'EPR. En effet, ses hauts standards de sûreté, à l'origine d'une partie des surcoûts qui ont marqué la construction des premiers de série, pourraient désormais peser en sa faveur par rapport aux produits concurrents dans un contexte international plus que jamais sensible à cette dimension.

Enfin, selon le groupe, l'EPR bénéficie d'ores et déjà d'un retour d'expérience sur les projets en cours. Par exemple, 50 % des équipes de Taishan ont participé aux projets OL 3 (Finlande) ou FA 3 (Flamanville).



• **Plus déterminante encore est la position d'Areva sur les prestations liées à la « base installée »** <sup>(1)</sup> : elles représentent **plus de 80 % de son activité**. L'entreprise est même en situation de **quasi-monopole mondial** dans les activités d'*Aval*. Les futurs travaux d'amélioration de la sûreté des centrales et les chantiers de démantèlement des installations pourraient donc offrir de nouvelles perspectives de croissance.

Déjà implanté en Allemagne ou partenaire historique des japonais dans le secteur nucléaire, Areva est en bonne position pour participer aux opérations de fin de vie et de démantèlement des centrales. Fin 2011, ces deux pays représentaient déjà respectivement 6 % et 12 % de son carnet de commandes.

Mais surtout le groupe a mis en place un portefeuille de solutions à destination des opérateurs nucléaires, nommé « *Safety Alliance* », offrant une gamme de services à la base installée afin de mettre à niveau leurs installations nucléaires suite aux « *stress tests* » effectués sur celles-ci.

Areva peut légitimement espérer que son expertise soit sollicitée sur certains volets du programme d'investissements correspondants de son client historique, EDF, sur une enveloppe évaluée à 10 milliards d'euros.

De manière plus générale, Areva a indiqué en décembre 2011 se fixer pour **objectif de conquérir 35 % du marché accessible des travaux de sûreté « post-Fukushima »**. Celui-ci pourrait représenter 3,5 milliards d'euros sur 10 ans.

---

(1) Soit la maintenance et la gestion du cycle du combustible de 360 des 441 réacteurs en service, dans plus de 30 pays, et qui produisent 14 % de l'électricité mondiale.

En juillet 2011, Areva présentait une estimation du potentiel d'activité pour le groupe par réacteur concerné par les mises à niveau de sûreté post-Fukushima comme suit :

Type d'amélioration	Produits et services proposés par AREVA "sur étagère"	Produits et solutions développés sur mesure par AREVA	
Prévention des accidents graves	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Analyses de sûreté</li> <li>▶ Protection contre les inondations</li> <li>▶ Renforcement des systèmes d'alimentation électrique d'urgence</li> <li>▶ 3<sup>ème</sup> connexion au réseau renforcée</li> <li>▶ Moteurs résistants à l'inondation</li> <li>▶ Connexions complémentaires pour sources électriques mobiles</li> </ul> <p style="text-align: center;">10 à 40 M€</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bâtiment standardisé et protégé contre les risques externes pour l'alimentation d'urgence en eau / électricité</li> <li>▶ Nouvelle salle redondante renforcée pour le contrôle-commande</li> <li>▶ Nouveaux systèmes passifs de refroidissement de la piscine combustibles</li> </ul> <p style="text-align: center;">Plus de 100 M€</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Le coût normatif des mises à niveau pourrait représenter entre <b>100 M€ et 200 M€</b> par centrale</li> <li>▶ Le coût des améliorations de la sûreté d'une centrale dépendra principalement de 2 facteurs :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Les exigences des autorités de sûreté</li> <li>◆ La conformité actuelle de la centrale</li> </ul> </li> </ul>
Réduction de l'impact des accidents graves	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Systèmes de ventilation de l'enceinte</li> <li>▶ Système de prises d'échantillons après accident</li> <li>▶ Câbles résistants à la perte de refroidissement</li> </ul> <p style="text-align: center;">5 à 20 M€</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Équipement mobile de gestion des accidents</li> <li>▶ Système autonome de contrôle-commande en cas de perte d'alimentation électrique</li> </ul> <p style="text-align: center;">30 à 50 M€</p>	

Coûts estimés pour le client

2.— Un carnet de commande peu touché par l'après-Fukushima et conforté par le partenariat stratégique commercial avec EDF

• **Même si 2011 est marqué par un recul des activités nucléaires, ce sont elles qui représentent les développements les plus prometteurs.**

Au 31 décembre 2011, le carnet de commandes du groupe atteint 45,6 milliards d'euros, en progression de **3,1 % par rapport au 31 décembre 2010** et de **6,7 % par rapport au 30 septembre 2011**.

**Au total, les annulations de commandes constatées depuis l'accident de Fukushima sont restées limitées à 464 millions d'euros à fin décembre 2011.**

– Le carnet de commandes du **BG Mines** s'établit à 10 230 millions d'euros, en léger repli de 2,1 % par rapport à fin 2010. L'activité commerciale du BG Mines en 2011 s'est inscrite dans un contexte de marché de l'uranium incertain. Plusieurs contrats de fourniture d'uranium ont été signés avec des électriciens américains et asiatiques ;

– Le carnet de commandes du **BG Amont** s'élève à 18 071 millions d'euros, en légère baisse de 2,1 % par rapport à fin 2010. On note entre autres plusieurs contrats dans l'activité Combustible avec des électriciens américains et un volume significatif de prises de commandes dans l'Enrichissement, notamment aux États-Unis et au Japon, en dépit d'un environnement de marché complexe ;

– Le carnet de commandes du **BG Réacteurs et Services** s'établit à 9 103 millions d'euros, en hausse de 24,9 % par rapport à fin 2010. Les principales prises de commandes sont les suivantes :

. un contrat d'environ 1,1 milliard d'euros avec EDF, en septembre 2011, pour la fourniture de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux centrales nucléaires françaises de 1 300 MW ;

. un contrat de plus de 600 millions d'euros avec EDF pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande de ses centrales de 1 300 MW ;

. un contrat avec la *Tennessee Valley Authority* lié à l'achèvement de la centrale de Bellefonte aux États-Unis (les commandes continueront d'entrer progressivement en carnet jusqu'à la fin du projet pour un montant d'environ un milliard de dollars) ;

. un contrat avec CNNC pour la fourniture des systèmes numériques de contrôle-commandes pour les réacteurs Tianwan 3 et 4, en Chine ;

. des contrats avec EDF pour les premières études d'ingénierie et sur la fabrication de certains forgés pour les futurs réacteurs que l'électricien français projette de construire au Royaume-Uni. La certification provisoire par les autorités de sûreté britanniques du réacteur EPR a été obtenue en 2011 ;

– Le carnet de commandes du **BG Aval** s'établit à 6 282 millions d'euros, en hausse de 3,7 % par rapport à fin 2010. Parmi les contrats remportés en 2011, on note plusieurs contrats avec le CEA pour la poursuite du démantèlement de l'usine UP1 à Marcoule et un contrat avec le CEA pour l'évacuation, le traitement et le transport de combustibles Phoenix ;

– Le carnet de commandes du **BG Énergies Renouvelables** atteint 1 778 millions d'euros au 31 décembre 2011, en baisse de 3,5 % par rapport à fin 2010. Les contrats les plus significatifs remportés au cours de l'année sont :

. un contrat majeur pour l'installation d'une unité solaire thermique à concentration couplée à la centrale à charbon de Kogan Creek, exploitée par CS Energy en Australie ;

. dans le cadre du consortium mené par Areva auprès d'Eneco, l'un des principaux électriciens néerlandais, un contrat portant sur la construction d'une centrale à biomasse au nord des Pays-Bas, pour un montant total pour le consortium de 155 millions d'euros.

• Après avoir été ébranlé par les retards pris dans l'aboutissement du marché de fourniture de générateurs à vapeur, la diminution de la part finalement obtenue dans cet appel d'offres [*cf. partie II.A.2.b*] et les incertitudes qu'ont fait peser la longue renégociation de son contrat d'approvisionnement en combustibles - parce qu'EDF souhaitait diversifier ses fournisseurs conformément à la réglementation européenne -, Areva bénéficie aujourd'hui de la **nette amélioration de ses relations avec son principal client** (qui représente le quart de son chiffre d'affaires).

Cette évolution, voulue et encouragée par le **Conseil de politique nucléaire (CPN)**, s'est d'abord concrétisée par la signature le **25 juillet 2011** entre les deux groupes d'un protocole d'accord relatif à la poursuite de l'optimisation de l'EPR, à l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant et à la gestion du cycle du combustible. Quelques nouveaux marchés ont été passés au cours du dernier semestre.

Puis, à l'occasion du **CPN du 8 février 2012**, EDF et Areva ont finalisé :

– un accord sur le développement d'un **nouveau modèle de réacteur de moyenne puissance** (1 000 MW) ;

– un accord relatif à l'**approvisionnement de long terme d'EDF en uranium naturel**. Il porte sur la période 2014-2030 et sur un volume global pouvant atteindre plus de 20 000 tonnes d'uranium. Il prévoit le prolongement du contrat d'approvisionnement à partir des mines d'Areva existantes, et une participation d'EDF au financement de nouveaux développements, en contrepartie d'une part de leur production future <sup>(1)</sup>.

On peut également évoquer la récente prolongation du contrat d'approvisionnement en combustible nucléaire, dont les volumes inchangés et le très long terme apportent une nouvelle sécurité à Areva.

• Enfin, s'il aboutit, le nouveau partenariat entre Areva, EDF et l'électricien chinois CGNPC sur la mise au point d'un réacteur commun de 1 000 MW de troisième génération **pourrait conforter la position d'Areva en Chine** – où il est déjà associé à la construction de deux EPR à Taishan –, mais aussi compléter son offre sur ce palier.

Areva a lui-même développé un réacteur de moyenne puissance, l'ATMEA 1, avec le japonais Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et GDF-Suez. Mais ce projet n'a encore jamais été réalisé. Dès juillet 2010, le CPN avait exprimé le souhait que son processus de certification soit accéléré avec notamment le soutien d'EDF. Les deux entreprises françaises n'ont finalement collaboré que pour la revue de ses options de sûreté par l'Autorité de sûreté nucléaire en 2011, à l'issue de laquelle le projet a reçu un avis favorable.

Le CPN du 8 février 2012 a confirmé l'ATMEA 1 comme faisant pleinement partie de l'offre française, cependant que l'administrateur général du CEA redit le souhait que les **discussions entre les trois parties, en cours jusqu'à l'été 2012, sur le basic design du nouveau modèle**, aboutissent à un socle commun au CPR 1000 et à l'ATMEA 1. Mais si les responsables d'EDF déclarent désormais que le nouveau projet « *pourra intégrer dans ses options techniques certains éléments issus des études effectuées pour le réacteur ATMEA 1* », cette convergence n'est pas assurée, même dans son principe – notamment parce que le premier objectif de ce partenariat est de pénétrer le marché chinois.

---

(1) La piste envisagée serait le gisement d'Imouraren au Niger.

### 3.– Un budget de recherche et développement maintenu

Bien que la période soit plutôt à l'austérité, Areva précise que son effort de recherche et développement (R&D) n'est pas modifié de façon significative, à la hausse ou à la baisse, sur la durée du plan « Action 2016 ». **Sur le moyen terme, le groupe vise à maintenir un niveau d'effort global de R&D relativement constant par rapport à son niveau d'activité.**

Les frais de recherche et développement des activités nucléaires et renouvelables du groupe ont représenté, sur l'année 2010, 354 millions d'euros, soit 3,9 % du chiffre d'affaires contributif.

En prenant en compte l'ensemble des coûts engagés pour la recherche et le développement, l'effort de R&D s'est élevé à 928 millions d'euros en 2010, soit 10,2 % du chiffre d'affaires de la période.

#### AREVA : EFFORT DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT EN 2009 ET 2010

(en millions d'euros)

	2009	% du CA	2010	% du CA
Frais de recherche et développement comptabilisés en charges sous la marge brute	346	4,1 %	354	3,9 %
Coûts de R&D activés au bilan <sup>(1)</sup>	321	3,8 %	438	4,8 %
Autres	148	-	136	-
Effort global de recherche et développement	816	9,6 %	928	10,2 %
Nombre de brevets déposés	85	-	91	-

(1) Les coûts de R&D activés au bilan incluent les frais de développement de la période capitalisés en immobilisations incorporelles, la R&D de la période incluse dans les immobilisations corporelles et les frais de recherche minière capitalisés de la période.

Les rapporteurs rappellent en tout état de cause la nécessité de soutenir l'effort de recherche et développement en matière de gestion des déchets produits par l'entreprise [cf. *supra*].

Ils relèvent par ailleurs que le plan « Action 2016 » affiche l'objectif premier d'« améliorer la performance du groupe dans les énergies nucléaires et renouvelables ». Les rapporteurs ne connaissent pas les choix d'allocation des moyens de l'entreprise mais, au regard de ses ambitions en matière d'énergies renouvelables, **un investissement soutenu dans l'amélioration des technologies leur paraît être une des clés de l'avenir**, pour améliorer les performance et la rentabilité des outils de production, favoriser le développement d'une véritable filière industrielle française tout autant qu'assurer à l'entreprise une position dynamique sur un marché très évolutif.

#### 4.— L'entreprise prête pour saisir les opportunités à venir : la filialisation de la branche Mines

Le Conseil de politique nucléaire avait posé, dès juillet 2010, le principe de la filialisation de l'activité minière d'Areva, en vue de faciliter une augmentation du capital lui permettant de financer son développement. La recherche et l'exploitation d'uranium constituent en effet des activités qui nécessitent d'importants capitaux.

Le principe de cette transformation des mines en filiale a été décidé par le Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011 et **le décret<sup>(1)</sup> autorisant la filialisation et la possibilité d'ouvrir le capital de la nouvelle entité a été approuvé en Conseil des ministres le 14 décembre 2011.**

Des observateurs s'inquiétèrent alors : la filialisation intervenant au moment où les actifs UraMin sont fortement dépréciés et les cours du minerai déprimés, le « ticket d'entrée » serait particulièrement faible, donc accessible à de nouveaux partenaires qui n'apporteraient pas forcément un soutien financier ou industriel intéressant. Les Échos<sup>(2)</sup> commentaient ainsi cette évolution : « *après avoir longtemps supporté le risque de développement des mines, les actionnaires d'Areva, publics à 89 %, pourraient en laisser les futurs dividendes à des investisseurs extérieurs. Une manière de leur rappeler (...) que l'enrichissement des uns passe par l'appauvrissement des autres.* »

Interrogé par les rapporteurs sur les perspectives stratégiques de l'entreprise liées à cette filialisation, M. Luc Oursel a réfuté les rumeurs d'un démantèlement. Selon lui, « *Toute idée de démantèlement d'Areva est fantaisiste. Nous voulons conserver notre activité minière mais nous ne sommes pas fermés à une ouverture du capital dès lors que nous gardons un contrôle fortement majoritaire des mines. Si un partenaire minoritaire entrait au capital, il faudra qu'il apporte quelque chose sur le plan industriel* »<sup>(3)</sup>. Il précise ultérieurement une autre condition : « *que nous conservions le « business model » intégré depuis la mine jusqu'au recyclage en passant par les réacteurs.* »<sup>(4)</sup>

Au cours de son audition par les rapporteurs, il a confirmé que le groupe n'accepterait qu'une **opération ayant du sens pour la stratégie d'Areva**, la venue d'un partenaire strictement financier n'étant pas l'objectif recherché.

Cette filialisation a donc été conçue « *comme un outil* » nécessaire à l'entreprise pour lui ouvrir de nouveaux leviers financiers possibles et lui donner plus de flexibilité pour contracter avec d'autres partenaires. En effet, si l'on tient compte du temps nécessaire pour réussir cette procédure de filialisation (9 mois) et de la réaction rapide attendue par les candidats à un partenariat, il lui semblait plus efficient de l'engager avant que des partenaires potentiels ne se déclarent.

---

(1) Décret n° 2011-1883 du 15 décembre 2011 relatif à la société des participations du CEA (AREVA), à la société AREVA NC et à la société AREVA Mines.

(2) 16 janvier 2012.

(3) Usine Nouvelle, 17 janvier 2012.

(4) Les Échos, 15 décembre 2011.

Il a enfin précisé qu'**aucune discussion n'est actuellement engagée pour une prise de participation.**

Par contre, le groupe réaffirme sa volonté de rechercher des partenaires au cas par cas pour ses gisements d'uranium, afin d'en faciliter le développement.

#### C.- L'ENTREPRISE DOIT CEPENDANT ÊTRE PLUS VIGILANTE DANS SA GESTION

Le développement très volontariste, mais insuffisamment financé par fonds propres ou insuffisamment autofinancé, qu'Areva a mené ces dernières années **a fragilisé sa position financière.**

La progression inattendue du carnet de commandes d'Areva et ses espérances dans le secteur des services à la base installée pourraient contrebalancer ces aléas. Il n'en reste pas moins que l'entreprise pâtissait déjà, avant ces bouleversements, d'une **rentabilité opérationnelle médiocre, qui a limité ses capacités d'autofinancement et bascule dans le négatif dès qu'intervient un événement imprévu** (tels que les surcoûts constatés sur Olkiluoto). Ces faibles marges résulteraient, semble-t-il, **d'une insuffisante maîtrise de ses frais généraux et de coûts trop importants sur les fonctions support.**

Or, les pertes de chiffre d'affaires constatées sur 2011 aggravent – au moins temporairement – les déséquilibres financiers de l'entreprise. De même que les importantes dépréciations d'actifs exigées par les normes comptables IFRS et passées dans les comptes définitifs de 2011.

En réaction, le plan « **Action 2016** » a posé comme objectif fondamental de **redresser la situation financière du groupe tout en conservant le modèle intégré.** Il s'est attaché à définir et sélectionner les priorités les plus vitales ou les plus prometteuses pour l'entreprise, à rechercher les possibilités d'autofinancement les moins déséquilibrantes et à identifier les sources d'économies qui ne sacrifient ni la cohérence ni le développement du groupe.

M. Luc Oursel le présente dans ces termes : *« Notre plan d'action ne marque pas de rupture stratégique. Nous réaffirmons la pertinence du modèle intégré du groupe et nous demeurons pleinement confiants dans l'avenir du nucléaire. Mais ce plan constitue un tournant : Areva doit mener une gestion à la fois plus opérationnelle, plus industrielle et plus tournée vers le résultat car aujourd'hui le groupe connaît une situation financière difficile. »*<sup>(1)</sup>

1.— Un programme d'investissements revu à la baisse, mais des investissements de sûreté préservés

*a) Des investissements prioritaires dans la sûreté nucléaire, au poids encore incertain*

**Areva dit donner la priorité absolue aux investissements de sûreté et maintenance dans ses installations nucléaires.**

**Un montant cumulé de 2 milliards d'euros sur 5 ans est prévu, soit un niveau identique à la période 2007-2011.**

Mais l'Autorité de sûreté nucléaire considère que **l'exercice** visant à définir et chiffrer les investissements à entreprendre pour renforcer la sûreté des infrastructures nucléaires d'Areva **n'a pas encore été mené à son terme**. La diversité des installations et la nécessité d'adapter le cahier des charges de cet examen, initialement conçu pour les réacteurs de puissance, compliquent la démarche. Le groupe doit produire pour la mi-juin 2012 la définition des mesures concrètes dans des études transverses relatives à la gestion de crise.

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

Actuellement, l'entreprise semble considérer que les investissements liés aux évaluations complémentaires de sûreté devraient représenter **quelques centaines de millions supplémentaires** pour la période 2012-2016. La Cour des comptes dit n'avoir aucun moyen de valider ces chiffres, notamment du fait que les prescriptions de l'ASN sont encore très peu précises.

En tout état de cause, l'entreprise affirme aux rapporteurs qu'**une évolution à la hausse de l'enveloppe de 2 milliards prévue dans le plan « Action 2016 » est possible**, pour un ordre de grandeur de 10 % supplémentaires.

*b) Des arbitrages en faveur de la pérennisation de l’outil industriel du groupe*

• Au delà de cette priorité, le plan « Action 2016 » contient d’**importants arbitrages entre les programmes d’investissements** du groupe. Interrogée par les rapporteurs, l’entreprise indique que ses **critères de choix** ont été :

– la capacité du groupe à autofinancer, en cumul sur 2012-2016, les investissements prévus par la génération de trésorerie de ses activités ;

– le caractère indispensable des investissements concernés quant à la pérennisation de l’outil industriel du groupe dans chacune des activités clés du cycle du nucléaire ;

– le caractère relatif, en termes de capacité de génération de trésorerie, des projets d’investissement concernés, une fois ceux-ci achevés, à horizon 2016 ;

– s’agissant spécifiquement des énergies renouvelables, les investissements industriels ou de R&D nécessaires à la pérennisation des activités jugées stratégiques par le groupe.

• Aussi, le plan « Action 2016 » prévoit-il **un programme d’investissements plus sélectif**, « adapté aux nouvelles conditions du marché » : **passant d’un total de 10 milliards d’euros<sup>(1)</sup> sur la période précédente (2007-2011) à 7,7 milliards d’euros en cumul sur 2012-2016, soit une baisse de 34 %**. Il se décompose en :

– 2 milliards d’euros d’investissements de sûreté et maintenance dans chacun des domaines d’activité du groupe (cf. *supra*) ;

– **5,7 milliards d’investissements jugés stratégiques et prioritaires**, à savoir :

. **BG Mines** : la mise en production des mines de Cigar Lake (au Canada) et Imouraren (au Niger). Ces deux champs miniers sont considérés comme prometteurs par le groupe, notamment en termes de positionnement concurrentiel et de coût de production par livre d’uranium ;

. **BG Amont** : l’achèvement de la construction des usines Comurhex II (Tricastin et Malvési) et Georges Besse II (Tricastin). La construction de ces deux usines répond avant tout à un objectif de pérennisation de l’outil industriel du groupe dans deux activités-clés du cycle du combustible nucléaire (chimie et enrichissement). S’agissant de l’enrichissement, la transition de l’usine historique d’Eurodif vers l’usine George Besse II permet d’envisager une économie sur la facture énergétique du groupe de l’ordre de 180 millions par an à l’horizon 2013 ;

. **BG Réacteurs & Services** : le développement du réacteur ATMEA 1 et la poursuite des efforts d’optimisation de l’EPR ;

---

(1) 12 milliards si l’on décomptait l’acquisition des titres AREVA NP.

. **BG Énergies Renouvelables** : des investissements industriels pour environ 300 millions d'euros.

Représentant moins de 4 % du budget quinquennal d'investissements, ils ne permettraient pas de croissance externe, mais auraient pour objet l'accompagnement de la montée en puissance des activités industrielles dans l'Éolien Offshore et le Solaire à concentration (CSP). Ils pourraient comprendre la construction d'une usine d'assemblage d'éoliennes offshore au Havre si l'entreprise est retenue dans plusieurs des cinq champs d'éoliennes faisant l'objet d'un appel d'offres actuellement organisé par l'État et pour lesquels Areva se positionne comme fournisseur de deux consortiums candidats [mais en concurrence avec EDF Énergies nouvelles].

• **Le plan « Action 2016 » prévoit *a contrario* la suspension de certains projets d'investissement en raison d'incertitudes** (commerciales ou relatives à la capacité de financement par Areva), tels que :

- les extensions de capacité des usines Georges Besse II, Comurhex II (BG Amont), La Hague et Melox (BG Aval) ;
- le projet de construction d'une usine d'enrichissement aux États-Unis (Eagle Rock Enrichment Facility) ;
- la mise en production des champs miniers issus du périmètre UraMin.

En tout état de cause, dans le contexte post-Fukushima, l'équilibre offre-demande des marchés du cycle du combustible n'est globalement pas propice à l'ajout de nouvelles capacités de production dans les toutes prochaines années.

**Au final, le plan « Action 2016 » ne prévoit pas de lancement de nouveaux projets d'investissement significatifs.**

2.– Un recentrage sur le cœur de métier : la cession d'actifs non stratégiques

**Sur la période 2012-2013**, Areva se fixe pour objectif de **dégager un montant minimum de produits de cession de 1,2 milliard d'euros** en réalisant trois types d'opérations :

- la **cession ou le reclassement de participations minoritaires** (par exemple, Eramet ou Sofradir <sup>(1)</sup>) ;

---

(1) Sofradir développe et fabrique des détecteurs infrarouges pour des applications militaires, civiles et spatiales. Sofradir compte 550 personnes, principalement sur le site de Veurey-Voroise près de Grenoble et réalise un chiffre d'affaires d'environ 150 millions d'euros. Le 30 janvier 2012, AREVA a annoncé la vente de sa participation de 20 % dans la société. Les groupes Thalès et Safran, chacun actionnaire à hauteur de 40 %, ont acquis chacun 10 % supplémentaires du capital.

**DE L'OPPORTUNITÉ DE CÉDER SA PARTICIPATION DANS ERAMET  
EN PÉRIODE DE CHUTE DU COURS DE SON ACTION**

Areva et le Fonds stratégique d'investissement (FSI) - détenu par l'État et la Caisse des dépôts et consignations - avaient indiqué, le 27 décembre 2011, être entrés en négociations exclusives au sujet de l'acquisition par le FSI de la participation détenue par Areva au capital de l'entreprise Eramet.

Interrogé par les rapporteurs sur l'opportunité de prendre le risque de réaliser une moins-value, Areva répond :

– la participation d'Areva au capital d'Eramet constitue une **participation financière, sans synergies industrielles ou commerciales, ni lien stratégique avec les activités minières du groupe Areva** ; le principe de sa cession avait été retenu dans le plan de financement validé par le Conseil de surveillance d'Areva en juin 2009 ;

– cette participation constitue la première ligne, en termes de montant potentiel de produits de cession, du portefeuille résiduel de participations financières détenues historiquement par Areva (suite aux cessions des lignes GDF Suez, Safran et STMicroelectronics intervenues ces dernières années) ; elle constitue donc un candidat naturel pour contribuer au programme visant à générer au moins 1,2 milliard d'euros de produits de cession sur 2012-2013 ;

– si le cours de bourse d'Eramet a été marqué, au cours des dix dernières années, par une très forte volatilité, la part véritablement « flottante » de son capital se réduit aujourd'hui à tout au plus 18 %. La cession des 26 % détenus par Areva sur le marché serait alors de nature à créer un afflux considérable de titres dans le « flottant », susceptible de peser fortement à la baisse sur le cours du titre. Pour ces raisons, la valorisation du bloc de près de 26 % du capital d'Eramet détenu par Areva ne saurait être réduite au seul cours de bourse ;

– enfin, la seule véritable contribution à la rentabilité du groupe Areva, en termes de génération de trésorerie, de sa participation au capital d'Eramet est constituée par le dividende versé, qui s'est élevé à un niveau moyen de l'ordre de 2 % du cours de bourse au cours des dernières années. Le reste du résultat net consolidé du groupe Eramet n'est pas accessible, en termes de trésorerie, par Areva en tant qu'actionnaire minoritaire. C'est la raison pour laquelle, au global, **la cession des titres Eramet est de nature à renforcer significativement la structure financière d'Areva.**

**Au final, cette cession aurait rapporté 776 millions d'euros à Areva.**

\*

\* \*

Il n'en reste pas moins, pour les rapporteurs spéciaux, que si cette participation était traitée par le groupe comme un actif essentiellement financier, un groupe qui fait des alliages pour l'aéronautique et la défense revêt pour l'État un caractère stratégique. En conséquence, si l'acquisition par le FSI, qui y consacrerait environ le tiers de sa capacité annuelle, n'est qu'une étape intermédiaire, il est inenvisageable de céder Eramet (dont 50 % est déjà détenu par des actionnaires privés) à un acteur non public.

– l'**ouverture minoritaire du capital d'activités stratégiques** (au niveau de filiales ou de projets, comme cela a été fait dans le passé pour l'usine d'enrichissement Georges Besse II ou le champ minier d'Imouraren) ;

– la **cessions de filiales non stratégiques** (par exemple, 01dBMetravib).

Areva déclare que cette troisième catégorie recouvrera un nombre limité de filiales du groupe, dont la cession aura vocation à intervenir sur la période 2012-2013, comme pour les deux autres catégories. Le caractère « *non stratégique* » d'une filiale dont la cession serait envisagée s'appréciera par le **fait que la cession ne remette pas en cause la stratégie du modèle intégré dans l'énergie nucléaire** et les objectifs stratégiques associés dans chacune de ces activités, tels qu'ils ont été présentés dans le cadre du plan « Action 2016 ».

S'agissant des énergies renouvelables, le groupe a indiqué souhaiter focaliser ses efforts sur le développement des activités d'éolien off shore et d'énergie solaire à concentration dans lesquelles il a enregistré à ce jour ses succès commerciaux les plus significatifs.

### 3.– La rationalisation des coûts sur les fonctions support

Le constat d'une insuffisante maîtrise des dépenses courantes de l'entreprise a justifié la mise en œuvre, à compter de 2010, d'un plan d'économies sur les frais généraux et commerciaux. L'entreprise aura gagné 80 millions d'euros dès la première année et 102 millions encore en 2011.

Mais le rythme de progrès paraissait insuffisant en période de dégradation de la situation économique de l'entreprise. Aussi, le 13 décembre 2011, Areva a défini un objectif plus ambitieux et identifié plusieurs leviers pour améliorer la performance du groupe.

**Les économies de coûts opérationnels attendues sont de 1 milliard d'euros sur la base de coûts annuelle** (soit environ 10 % de ladite base de coûts) **à partir de 2015**, dont :

• **700 millions sur les charges externes**, avec comme leviers notables :

– la transition entre les usines Georges Besse I (Eurodif) et Georges Besse II : une économie annuelle de 180 millions est attendue dès 2013 sur la *consommation d'énergie* grâce aux innovations technologiques mises en œuvre (enrichissement de l'uranium par centrifugation). L'usine historique d'Eurodif devrait cesser définitivement sa production dans le courant de l'année 2012 ;

– la diminution de 70 des coûts de *sous-traitance* de travaux d'ingénierie à horizon 2013 pour ajuster rapidement les ressources à la baisse d'activité ;

– l’hypothèse d’une réduction des coûts des *achats* pour l’EPR sur les futurs projets ; mais aussi la réduction active des coûts d’achats sur les projets en cours et sur les activités récurrentes ;

– s’agissant des *fonctions support* : Areva travaillera à l’internalisation d’activités, à la réduction des coûts des prestations informatiques, à la diminution des budgets dédiés à la publicité et au sponsoring et à la réduction des coûts événementiels.

● **300 millions sur les charges internes**, s’appuyant notamment sur les éléments suivants :

– concernant les *rémunérations* : les membres du Directoire ont renoncé au bonus 2011. L’entreprise envisage par ailleurs de **geler les salaires** en 2012 ;

– sur les *fonctions supports* : Areva vise une baisse du ratio coûts / chiffre d’affaires de 15 % à 10 % d’ici à 2015. Pour ce faire, le groupe gèle les recrutements dans ces postes [cf. *infra*].

Il étudie par ailleurs le regroupement en 2012 de ses sites tertiaires parisiens à La Défense (Tour AREVA), ainsi que le rapprochement d’équipes de directions de ses sites industriels en France.

En Allemagne, l’entreprise examine une possible diversification de la production sur le site industriel de Duisburg.

Enfin, aux États-Unis, elle s’attache à réduire les frais de siège et étudie la réduction du nombre de ses sites.

## D.– LES QUESTIONS EN SUSPENS

### 1.– Les conséquences sur l’emploi au sein du groupe

En 2010, Areva emploie **48 000 salariés, dont 28 000 en France**.

Dans le cadre du programme d’économies nécessaires, des suppressions de postes sont envisagés et le chiffre d’un millier a même été évoqué en fin d’année 2011 concernant la France. Pourtant, à l’issue d’une rencontre entre le ministre de l’Économie et M. Luc Oursel en décembre dernier, Areva a démenti toute suppression de postes en France inscrite dans son plan « Action 2016 ».

À la question des rapporteurs sur ce point, il a été répondu :

– « *l’analyse du plan d’actions stratégique « Action 2016 », à travers une réactualisation de l’Observatoire des métiers que le groupe déploie en France, montre une absence d’impact significatif sur les métiers techniques. En revanche, concernant les métiers relevant des fonctions support, les perspectives de l’Observatoire des métiers montrent une tendance à la baisse qu’il [lui] faut*

*qualifier par bassin d'emplois. Ces premiers éléments devront être précisés et confirmés par la campagne 2012 qui démarre dans les prochains jours sur un périmètre européen. »*

*– « s'il n'y a pas dans « Action 2016 » de projet de Plan de Sauvegarde de l'Emploi ou de Plan de départs volontaires impactant la France, en revanche les nécessaires efforts de productivité pourront se traduire par des non-remplacements dans le cadre des départs/atritions naturels (retraites, démissions...). »*

En matière d'emploi, la principale action consiste donc dans le **gel au niveau mondial des recrutements dans les fonctions support** (c'est-à-dire non industrielles). Ces recrutements avaient déjà été largement freinés ; l'entreprise a décidé de geler l'ensemble. L'entreprise n'envisage cette mesure que **sur 2012**.

En conséquence, les effectifs du groupe en France pourraient être réduits, selon les estimations du Comité de groupe européen d'Areva, de 1 200 équivalents temps-plein en 2012.

Pour y voir plus clair, **celui-ci a demandé une expertise dont les conclusions seront rendues à la mi-mars.**

**La situation est plus nette en Allemagne**, où le groupe emploie 5 700 personnes, des discussions devant s'ouvrir pour mettre en place un plan de réduction des effectifs. **De 1 200 à 1 500 emplois** sont concernés, y compris en sous-traitance. Areva promet qu'il accompagnera chaque salarié concerné afin qu'il puisse se repositionner en interne ou en externe sur un emploi stable. Le dispositif de mobilité sera également un levier de régulation de l'emploi.

Le Comité de groupe européen signale par ailleurs que la révision à la baisse du contrat de fourniture de fuel nucléaire à EDF oblige l'entreprise à fermer son usine belge à Dessel, emportant la perte de 157 emplois (et privant le groupe de site *back up* en cas de commande ou de problèmes techniques sur les nouvelles chaînes de production de Romans). Ce serait prévu pour 2015.

Cependant, Areva reste résolument positif et affirme aux rapporteurs : *« la vision du groupe reste la même : il croit en l'avenir du nucléaire et en sa place de leader. La stratégie du plan « Action 2016 » s'inscrit dans une dynamique de développement. »* Et *« peu d'entreprises ont la chance d'avoir la visibilité et les perspectives d'activité dont [il] bénéficie grâce à son carnet de commandes. Par conséquent, le groupe est convaincu qu'il ressortira renforcé des prochaines années, avec notamment une compétitivité accrue, pour saisir au mieux les opportunités de croissance qui se présenteront sur ses marchés. »*

2.– Des interrogations sur la soutenabilité financière du plan « Action 2016 »

Comme indiqué lors de la présentation du plan d'actions stratégique « Action 2016 » en décembre 2011, l'un des principaux volets de ce plan consiste en la maîtrise de l'endettement. Le groupe s'est donc fixé pour **objectif de maintenir une structure financière solide** à travers :

– un plein autofinancement des investissements sur la période de 5 ans (2012-2016), en dépassant en terme de capacité de génération de trésorerie le niveau des investissements,

– le maintien d'un niveau approprié de liquidités à court terme,

– un recours limité aux sources de financements externes.

● **Pour parvenir au plein autofinancement de son programme d'investissements** à partir de 2014, ainsi qu'en cumul sur la période 2012-2016, **le groupe devrait être en mesure de réduire d'ici à fin 2016 l'endettement atteint en 2011**, soit environ 5 milliards d'euros en brut, 4 après remboursements.

Pour faire face notamment aux *cash flows* opérationnels négatifs prévisibles sur 2012, le groupe a défini un **programme de cessions, avec un objectif de génération de produits de cession supérieurs à 1,2 milliard d'euros en cumul** sur la période 2012-2013. La mise en oeuvre de ce programme de cessions a d'ailleurs déjà commencé avec la cession de 01DB Metravib en décembre, l'annonce de l'entrée en négociations exclusives avec le FSI pour sa participation dans Eramet et la cession de sa participation dans Sofradir en janvier 2012.

**Si les objectifs fixés par le groupe étaient atteints**, le financement de ces investissements serait par ailleurs assuré par **la croissance de l'excédent brut d'exploitation, attendu à 1,25 milliard d'euros en 2013**.

● Pour le solde éventuel, dans une logique de renforcement de la liquidité du groupe (qui s'élevait à plus d'un milliard d'euros à fin décembre 2011), le groupe poursuivra son **programme d'émissions obligataires à long terme**. 4,25 milliards d'euros ont été levés depuis 2009 ; la dernière émission obligataire a été réalisée le 28 septembre 2011 pour 500 millions à 6 ans.

**L'entreprise a confirmé aux rapporteurs qu'il n'est pas envisagé d'augmentation de capital de la société AREVA SA.**

En revanche, le capital de la nouvelle filiale AREVA Mines pourrait être prochainement ouverte [*cf. supra*]. Dans les deux cas, le président du Directoire indique que la position d'EDF n'est pas appelée à évoluer, ni dans le groupe, ni dans sa filiale minière. Le récent accord entre les deux groupes sur l'approvisionnement à long terme de l'électricien en uranium naturel fait perdre son intérêt à une prise de participation dans cette dernière.

De fait, si les objectifs d'Areva sont atteints, **il semble que l'État n'aurait pas à participer à une nouvelle augmentation de capital** pour permettre le financement des investissements du groupe. L'État pâtirait néanmoins des mauvais résultats du groupe par une absence de versement de dividendes.

En définitive, les résultats d'Areva en 2011 confirment le fait que **l'amélioration de la rentabilité opérationnelle du groupe est un objectif absolument prioritaire** car elle est la condition de la pérennité de l'entreprise et de sa capacité à financer son développement. Cela dépendra notamment de l'achèvement de l'EPR finlandais et de la réussite de sa commercialisation.



## EXAMEN EN COMMISSION

*La Commission examine un rapport d'information sur la situation financière et les perspectives d'Électricité de France et d'Areva (MM. Marc GOUA et Camille de ROCCA SERRA, rapporteurs spéciaux).*

**M. Marc Goua, rapporteur spécial.** Le bureau de la commission des Finances nous a chargé, le 21 juin 2011, d'une mission d'information sur la situation financière et les perspectives d'Électricité de France et d'Areva.

Tout d'abord, je voudrais revenir sur les difficultés que nous avons rencontrées pour collecter certains éléments, notamment auprès de l'Agence des Participations de l'État et d'Areva. Ces éléments nous ont finalement été communiqués au prix de fortes pressions. Je tenais à le signaler.

Je tenterai de faire une courte présentation globale du rapport, avant les compléments de Camille de Rocca Serra, afin de laisser place à un échange qui ne manquera pas d'avoir lieu.

Le rapport d'information sur la situation financière et les perspectives d'Électricité de France et d'Areva, dont nous vous proposons l'examen aujourd'hui, se présente en trois parties : la première synthétise les données contenues dans le rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire française rendu public en janvier dernier. EDF et Areva étant les deux exploitants les plus importants de cette filière, ce rapport a été pour nous un solide support pour identifier les enjeux financiers auxquels ces entreprises vont être confrontées à l'avenir compte tenu de leur environnement industriel particulier ; les deux autres parties traitent de l'analyse économique et financière proprement dite de chacun des deux groupes, successivement EDF puis Areva.

En tant qu'entreprises représentant la filière nucléaire de notre pays, EDF et Areva sont soumises à des contraintes de gestion particulières ayant un impact direct sur leur structure financière.

La production d'électricité nucléaire a en effet pour particularité d'engendrer des coûts extrêmement importants à l'issue de la période de production. Les entreprises examinées doivent donc être en mesure de faire face aux charges futures concernant le démantèlement des installations à la fin de leur exploitation, la gestion des combustibles usés et celle des déchets radioactifs.

Le rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de la filière électronucléaire nous a grandement aidés dans notre tâche. Elle établit les constants suivants : tout d'abord, l'estimation des charges futures incombant aux entreprises exploitantes se caractérise par un niveau d'incertitude assez élevé, compte tenu des nombreux paramètres à prendre en compte.

Fin 2010, le total de ces charges futures est estimé, pour l'ensemble des opérateurs, à 79,4 milliards d'euros. La part que devront supporter EDF et Areva représente respectivement 78 % et 13 % de ce montant.

La loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire prévoit que les exploitants intègrent dans leurs bilans les provisions nécessaires pour couvrir l'ensemble des coûts futurs. Ces charges futures sont bien provisionnées dans les comptes des deux entreprises examinées, pour un total de 33,9 milliards d'euros fin 2010, dont 28,3 milliards pour EDF et 5,6 milliards pour Areva.

La loi prévoit également qu'une partie de ces provisions soit constituée d'actifs dédiés, à hauteur de 46 % pour EDF et de 54 % pour Areva. La situation est actuellement plus satisfaisante pour Areva dont le portefeuille d'actifs couvre à 102 % les provisions nécessaires. Le taux n'est que de 88 % pour EDF.

Cependant, la probabilité que l'estimation actuelle de ces charges futures soit revue à la hausse est forte.

Les dépenses futures pour le démantèlement des 58 réacteurs du parc actuel géré par EDF sont évaluées par l'entreprise à 18,4 milliards d'euros, une estimation considérée comme basse par la Cour des comptes, qui valide la méthode de calcul mais souligne que les devis ont souvent tendance à être corrigés à la hausse au moment de l'exécution des travaux.

Un autre coût futur important est lié à la gestion à long terme des déchets radioactifs, pour un montant total estimé à 28,4 milliards d'euros. Cette estimation est très incertaine car dépendante des décisions à venir sur la poursuite du projet de centre industriel de stockage réversible géologique profond.

Enfin, la Cour des comptes note que la donnée apparaissant comme la plus déterminante est liée à la durée de fonctionnement de nos centrales, prévues initialement pour fonctionner 30 ans. Un horizon de 40 ans a cependant été rapidement admis par l'ensemble des acteurs de la filière. Or, nos centrales sont vieillissantes : en 2012, la moyenne d'âge du parc est de quasiment 27 ans ; 22 réacteurs sur 58 auront atteint 40 ans d'ici 2022 ; et la totalité des 58 réacteurs aura plus de 40 ans en 2050.

Cela signifie que pour conserver le niveau de production d'électricité actuel, la France devrait construire 11 EPR d'ici la fin de l'année 2022, une performance qui ne paraît pas réalisable, tant sur le plan financier qu'industriel.

Ce contexte pousse à la décision de tout mettre en œuvre pour que la durée de vie des centrales en France soit prolongée au-delà de 40 ans. D'ailleurs, sous réserve des autorisations délivrées par l'Autorité de sûreté nucléaire – l'ASN –, EDF travaille déjà sur une hypothèse de durée de vie des centrales portée à 60 ans.

Cette décision est doublement stratégique dans le sens où elle conditionne le nombre d'années durant lesquelles les investissements initiaux sont amortis et repousse à plus long terme les dépenses de démantèlement et le besoin d'investissement dans de nouvelles installations de production.

Elle n'interdit pas de préparer l'évolution vers un *mix* énergétique différent. La stratégie énergétique nationale à venir reste encore à définir et mériterait un débat public, explicite et transparent sur les coûts économiques et sociétaux des différentes options.

Néanmoins, la perspective de l'arrêt de 22 réacteurs sur les 58 que compte la France, dans à peine dix ans, impose le prolongement du fonctionnement des centrales nucléaires comme une solution transitoire qui apparaît inévitable faute d'une préparation suffisante aux besoins à venir.

La Cour des comptes relève notamment la faiblesse des investissements menés en ce domaine depuis une vingtaine d'années. Nos travaux nous ont amenés à penser que cette situation n'est pas sans lien avec les choix stratégiques opérés, jusqu'à récemment, par EDF - en particulier son évolution à l'international.

S'agissant d'EDF, nous avons, notamment, constaté que depuis son introduction en bourse en 2005, l'entreprise a nettement privilégié son développement international. Il s'agissait pour elle de prendre sa place dans le « nouveau nucléaire » qui s'affirmait à travers le monde, afin, en particulier, de faire face au nouveau contexte concurrentiel européen, mondial et même national.

Cette stratégie de conquêtes externes est sans nul doute vitale pour l'entreprise. Mais elle l'a engagée dans de lourds investissements, au Royaume-Uni et aux États-Unis par exemple, lesquels ont pesé, et pèsent toujours, sur les capacités de l'entreprise à faire face à ses engagements nationaux. Pour mener à bien ces opérations de croissance externe, le groupe recourt en effet massivement à des emprunts obligataires, d'où le doublement de son endettement financier net depuis 2007.

Parallèlement, si la contribution du périmètre international au chiffre d'affaires du groupe a beaucoup progressé, ses marges opérationnelles n'ont pas suivi au même rythme. EDF a même été contrainte de passer d'importantes provisions au titre de ces opérations internationales en 2010 (à hauteur de 2,4 milliards d'euros). Le fait est que cette stratégie, ainsi qu'une tendance à privilégier la rentabilité à court terme, a conduit l'entreprise à maintenir, jusqu'à récemment, un relatif sous-investissement dans l'outil de production d'électricité français.

Ces retards ne remettent pas en cause la sûreté des structures ; mais ils ont été à l'origine d'une moindre productivité et n'ont, surtout, pas permis de préparer la suite d'un parc de centrales nucléaires vieillissantes.

EDF doit désormais assurer un programme d'investissements de maintenance lourde (pour le prolongement de la durée de vie des centrales) estimé au minimum à 55 milliards d'euros, avec, vraisemblablement, une accélération de leur mise en œuvre pour répondre aux préconisations de l'ASN.

Mon collègue Camille de Rocca Serra, vous exposera comment le groupe envisage d'affronter financièrement ces enjeux nationaux, tout en menant à bien ses projets externes dont la rentabilité devrait s'affirmer à terme.

En tout état de cause, les mesures à prendre pour assurer une sûreté nucléaire optimale et sécuriser l'approvisionnement électrique de la France ont été appelées comme les priorités absolues de l'entreprise.

Pour soutenir EDF dans son rôle national, nous soulignons la nécessité de ramener la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à un niveau qui annule le solde déficitaire supporté par l'entreprise au titre de cette compensation depuis deux ans. Un aménagement a été adopté en loi de finances pour 2011 afin de résorber progressivement un déficit qui représente déjà plusieurs milliards d'euros en cumul. Pour rectifier, à un rythme soutenable pour le groupe EDF, ce que nous considérons comme une anomalie économique illégitime, il est important que cette taxe progresse dans les années à venir au moins dans les proportions préconisées par la Commission de régulation de l'énergie.

Quant à Areva, l'entreprise a enregistré une nette dégradation de ses performances économiques entre 2007 et 2011.

Plusieurs raisons clairement identifiées expliquent ce constat : d'abord, le surcoût généré par le chantier de l'EPR finlandais commandé par l'électricien TVO. Ce projet, évalué initialement à 3 milliards d'euros, atteindrait aujourd'hui un coût global de 6 milliards d'euros. Plusieurs raisons expliquent ce doublement, notamment une vision optimiste de la construction et des difficultés constantes avec le client. Par ailleurs, le manque d'expérience d'Areva en tant que maître d'œuvre a souvent été mis en avant. Néanmoins, EDF semble connaître les mêmes difficultés pour l'EPR de Flamanville.

Deuxième raison : l'acquisition d'UraMin, pour un coût global de 2,8 milliards d'euros en comptant les investissements réalisés par la suite (de l'ordre de 900 millions). Je reviendrai plus en détail sur ce sujet en fin de présentation.

J'y insiste : l'industrie nucléaire est une industrie à forte intensité capitalistique. Les investissements sont énormes et les retours sur investissement se déroulent selon des cycles très longs. Dans ce cadre, Areva, par la voix de son ancienne direction, avait demandé à maintes reprises une augmentation substantielle de capital (jusqu'à 3 milliards d'euros) à son actionnaire, l'État. Au lieu de cela, elle a dû accepter de céder la filiale T&D et l'augmentation de capital n'a été que de 900 millions d'euros.

Enfin, s'agissant plus précisément de l'acquisition de la société UraMin, pour qu'elle soit comprise et analysée, elle doit tout d'abord être replacée dans son contexte.

Cette acquisition est intervenue en 2007 dans un contexte d'envolée du cours des matières premières dans leur ensemble. L'uranium n'a pas été épargné ; il avait triplé en un an pour atteindre 120 USD la livre au moment de l'acquisition. Des analyses de l'époque faisaient par ailleurs mention d'un risque de pénurie.

La stratégie d'Areva était claire, cohérente et volontariste. Son objectif était à la fois de sécuriser ses approvisionnements de combustibles, tout en diversifiant ses sources d'extraction : sa mine de Cigar Lake au Canada était en effet fermée suite à une inondation et l'entreprise considérait être trop dépendante du Niger où elle rencontrait des difficultés croissantes pour l'obtention de nouveaux permis d'exploitation.

Cela avait d'ailleurs conduit l'entreprise à examiner d'autres projets d'acquisition dans le passé, dont certains (tels que l'australien Olympic Dam qui aurait possédé 25 % des réserves mondiales) n'ont pu être mis à exécution car, aux dires de l'APE, « *insuffisamment instruits, du point de vue de l'APE, et pénalisés par un questionnement excessif de l'actionnaire, du point de vue de l'entreprise.* »

Une étude sur les sociétés minières *juniors* susceptibles d'intéresser Areva a donc été entreprise ; et au vu des capacités financières relativement limitées du groupe, seule UraMin rentrait dans ce cadre.

De nombreuses discussions entourent l'envolée de la valeur du titre UraMin à la bourse de Toronto. Cette dernière est explicable par plusieurs facteurs : d'une part, la hausse vertigineuse du cours de l'uranium, d'autre part, l'intérêt manifesté par Areva en acquérant 5,5 % du capital d'UraMin, et enfin, une communication « habile » des dirigeants d'UraMin. Je signale qu'une sénatrice canadienne s'intéresse aujourd'hui au parcours boursier de cette société.

L'acquisition s'est faite sur la base de plusieurs rapports : le rapport SRK (un cabinet qui fait autorité dans le milieu) mandaté par UraMin ; un rapport de la banque d'affaires Rothschild, plus financier, qui concluait que le prix proposé était « conservateur ». Enfin, dans le rapport d'étape figurant en octobre dans mon rapport spécial sur le projet de loi de finances pour 2012, je m'interrogeais sur le manque de contre-expertise d'Areva. Or, des géologues de l'entreprise se sont penchés sur ce dossier et ont émis quelques réserves.

En ce qui concerne la présentation à l'Agence des participations de l'État et aux organes sociaux d'Areva, il faut prendre en compte l'asymétrie d'information qui intervient inévitablement entre contrôleur et contrôlé. La présentation par Areva de cette future opération a été très complète, comme le reconnaît d'ailleurs l'ancien directeur général de l'APE. Il considère bien « *être allé très loin dans l'analyse* », évoquant « *l'intensité du dialogue* » et « *le nombre des assurances données* ». Néanmoins, il semble bien que les commentaires des géologues d'Areva aient été présentés sous un angle favorable, très technique et gommant quelques aspérités.

Cependant, ces réserves n'étaient pas suffisantes pour refuser l'opération au vu de la masse de documents transmis par l'entreprise. L'opération a été validée par l'APE et le ministre de l'époque. En effet, si aucun arrêté ministériel n'est obligatoire pour la réalisation d'une telle opération, en l'absence de réserve du ministère, nous pouvons considérer que « qui ne dit mot consent ».

Le contexte de 2007, indiqué précédemment, la volonté de l'entreprise de sécuriser ses approvisionnements, la pression des clients et l'habileté des actionnaires d'UraMin ont engendré une hausse, sans doute spéculative, des cours de la société cible.

Qu'en est-il aujourd'hui de l'évaluation des potentialités des trois gisements d'UraMin ?

Ils avaient été présentés par le vendeur et le rapport du cabinet SRK pour une capacité d'extraction de 90 000 tonnes, et acquis sur la base d'une potentialité de 60 000 tonnes retenue par le plan d'affaires, par ailleurs basé sur un cours à 75 dollars la livre. À ce jour, les 60 000 tonnes sont confirmées, mais la répartition par site est différente : moins riche à Trekkopje ; plus généreuse à Bakouma ; très faible, pour ne pas dire inexploitable, en Afrique du Sud. De plus, la qualité et la densité du minerai est faible, voire médiocre, et les coûts d'exploitation supérieurs aux estimations. L'un des sites est difficilement accessible, obérant les coûts de mise en œuvre et d'extraction.

Ces éléments endogènes et, évidemment, la chute des cours de l'uranium qui a notamment suivi l'accident au Japon (le cours actuel se situe aux environs de 50 dollars) rendent l'opération UraMin périlleuse, d'autant plus que le *goodwill* versé lors de l'acquisition tenait compte d'une mise en exploitation et d'une production rapides. Or, compte tenu des éléments précités, le coût d'extraction comparé aux cours actuels du minerai ne permet plus - pour l'instant, espérons-le - de réaliser les investissements nécessaires pour assurer la production dans des conditions économiques viables.

Selon les dirigeants d'Areva, la dégradation des actifs d'UraMin opérée depuis deux exercices se rapporte pour 40 % aux gisements et pour 60 % à l'impact et aux conséquences de la chute des cours. Ces provisions, conjuguées aux décaissements nécessaires pour faire face au surcoût de l'EPR finlandais dont le coût est passé de 3 à 6 milliards d'euros, rendent la situation financière d'Areva difficile.

Cela aboutit à la révision du plan stratégique du groupe et suppose des économies substantielles sur les frais de fonctionnement et des choix dans les investissements.

Que conclure, à la date d'aujourd'hui, sur cette acquisition avec les éléments dont nous disposons ? Une acquisition payée chère. Trop chère ? L'avenir le dira. Pas assez de vigilance en interne et en externe. Pourquoi l'APE ne s'est-elle pas entourée de conseils d'experts, tels que le Bureau de recherches

géologiques et minières, le BRGM ? Et pourquoi l'APE n'a-t-elle pas vérifié les affirmations de l'entreprise sur la revente imminente de 49 % des parts d'UraMin à un consortium chinois ?

De plus, en dehors de cette étude factuelle sur l'acquisition d'UraMin, l'APE devrait pouvoir analyser les conséquences pour l'entreprise d'une stratégie qui comprenait à la fois ses acquisitions et des risques industriels pris à travers la mise au point et la construction d'une centrale de nouvelle génération : le prototype de l'EPR.

Pour mener à bien cette stratégie, il eût fallu renforcer les fonds propres du groupe avec une augmentation substantielle du capital ; précisons que la présidente avait sollicité de 1,5 à 3 milliards d'euros.

Tout cela pose globalement la question du rôle de l'APE et de la gouvernance des entreprises publiques.

Il n'en reste pas moins que la stratégie intégrée d'Areva présente des avantages et que les perspectives du groupe sont intéressantes, nonobstant un renforcement des fonds propres qui devra se réaliser car l'intensité capitalistique du secteur ne peut être ignorée.

**M. Camille de Rocca Serra, rapporteur spécial.** Monsieur le Président, avant de compléter la présentation du rapport, je souhaiterais insister sur la qualité du travail réalisé en commun avec Marc Goua. Le sujet était sensible, techniquement difficile, et, malgré cela, nous avons abouti à une analyse partagée et à des conclusions communes. Je crois que ce rapport qui nous a réunis pourrait être signé par toute personne raisonnable qui s'intéresse à la filière nucléaire. Jusqu'au bout de la législature, la commission des Finances aura donc conservé sa tradition d'analyse objective et de consensus.

Si nous avons dégagé de grandes lignes de consensus, je souhaiterais toutefois apporter quelques nuances sur certains points évoqués par Marc Goua.

En premier lieu, j'estime que les travaux de l'Autorité de sûreté nucléaire et le récent rapport de la Cour des comptes remis à la demande du Premier ministre apportent l'ensemble des éléments nécessaires à un débat éclairé.

En deuxième lieu, je crois qu'il faut relativiser l'avis de la Cour des comptes sur le fait que la prorogation de la durée de vie des centrales s'imposerait à nous sans qu'aucune décision explicite n'ait été prise. L'abandon de Superphénix à la fin des années 1990 et la décision d'EDF, en 2003, de rallonger de dix ans la durée d'amortissement de ses installations nucléaires ont donné une claire orientation à la politique nucléaire française et ne peuvent être considérés comme des décisions implicites.

Enfin, en ce qui concerne le mix énergétique, je pense que tout le monde s'accordera à dire que, compte tenu de la prorogation de la durée de vie des centrales, il ne pourra évoluer avant 2050 et que toute modification antérieure à cette date sera particulièrement coûteuse pour les consommateurs.

Notre tâche consiste donc à donner une visibilité de long terme aux exploitants qui doivent investir sur très longue période – près de cent ans s'écoulant entre la pose de la première pierre d'une centrale nucléaire et son démantèlement.

Ces précisions étant faites, je souhaiterais, pour ma part, insister sur la question de la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire et sur les exigences de sûreté qui y sont associées. À cet égard, il y a deux certitudes étayées par le rapport :

– d'une part, la prolongation de la durée de vie des centrales actuelles est la solution la moins onéreuse tant pour EDF que pour les consommateurs ;

– d'autre part, aucun compromis ne saurait être fait sur le niveau de sûreté des centrales ainsi prolongées.

Tous les travaux nécessaires seront donc déterminés par l'Autorité de sûreté nucléaire sur des critères techniques. En aucun cas, le critère financier ne devra entrer en ligne de compte pour déterminer le niveau de sûreté.

Ce postulat étant posé, se pose immédiatement la question de la capacité d'EDF à supporter la charge financière associée à ces investissements tout en poursuivant son développement à l'étranger et en continuant à verser un dividende substantiel. Sur ce point, le rapport montre que, sur la période 2012-2015, EDF sera en mesure de faire face sur ces trois fronts à une double condition :

– que la croissance de son résultat soit conforme à ses prévisions (croissance annuelle de l'excédent brut d'exploitation de 5% en moyenne) ;

– que le déficit lié à la CSPE soit résorbé, comme prévu, à horizon 2015.

Si ces conditions ne sont pas remplies, EDF devra savoir que la sûreté du parc nucléaire français est une priorité absolue et que des arbitrages devront être faits sur les autres investissements, notamment sur le développement à l'international.

L'autre point central du rapport est l'affaire « UraMin ». Les conclusions que nous avons tirées de notre travail d'investigation sont dans la ligne des premiers rapports publiés à l'automne. Plusieurs points méritent d'être soulignés.

En premier lieu, au moment de sa réalisation, une telle opération faisait sens, dans la mesure où l'on anticipait une hausse durable du cours de l'uranium et où Areva connaissait divers problèmes sur ses mines nigériennes et canadiennes.

En deuxième lieu, l'opération avait été conditionnée par l'APE à l'entrée au capital de la future filiale de partenaires – un partenaire chinois ayant été pressenti. Areva n'a pas respecté cette condition.

Enfin, je souhaiterais apporter à cette affaire mon éclairage particulier de rapporteur spécial pour les participations de l'État. L'État actionnaire n'a pas réuni l'ensemble des moyens à sa disposition pour se faire une opinion éclairée sur l'opération car l'expertise du BRGM n'a pas été mobilisée.

Toutefois, le point important à retenir dans cette affaire est la profonde asymétrie d'information entre l'APE et les entreprises qu'elles contrôlent. L'ancienne direction d'Areva, en effet, semble n'avoir pas transmis l'ensemble de l'information pertinente sur l'acquisition, en particulier certains rapports d'experts alertant sur des incertitudes quant au bien-fondé de l'opération. EDF, pour sa part, disposait d'une analyse qui l'avait conduit à refuser l'opération mais n'a pas transmis ces informations à l'APE.

En dépit de ses efforts et de son expertise, l'APE ne pouvait donc être en mesure d'évaluer correctement l'opération. Ce problème structurel auquel l'État actionnaire est confronté pourrait, à mon sens, faire l'objet, au cours de la prochaine législature, d'un travail de la commission des Finances.

La commission des Finances avait été, en 2003, à l'origine de la création de l'APE avec le rapport de notre collègue Michel Diefenbacher réalisé après l'affaire « France Télécom ». Après l'affaire « UraMin », je crois qu'une nouvelle réflexion sur le renforcement de l'État actionnaire doit être engagée et que, dans cette perspective, l'attachement de notre Commission à l'objectivité et au consensus sera précieux pour définir les évolutions souhaitables.

**M. Michel Diefenbacher.** Quand l'Agence des participations de l'État a été créée en 2003, il s'agissait de remédier aux carences de la gouvernance des entreprises publiques ; on constatait que la tutelle, trop technique et beaucoup trop tatillonne, avait du mal à percevoir les grands enjeux stratégiques du développement des entreprises publiques, notamment à un moment où les activités internationales augmentaient. Nous avons en particulier pointé du doigt les investissements quelque peu aventureux d'EDF en Amérique latine, en Argentine et au Brésil, auquel il a été mis fin d'ailleurs quelques temps après. Aujourd'hui, on se demande si l'Agence est en adéquation avec les missions d'un État stratège, car l'objectif fixé à l'époque n'a été que très partiellement atteint. De quelle nature est le problème ? Les compétences juridiques, techniques (il avait été prévu la possibilité de recruter des collaborateurs non seulement dans les services ministériels, mais aussi dans le secteur industriel privé) ou les moyens financiers manquent-ils à l'Agence ? À partir de l'exemple de ce secteur de la production d'électricité, quel est votre diagnostic ? Que faire pour que l'État ait vraiment une politique industrielle par le biais de ses entreprises publiques ?

**M. Christian Eckert.** Le rapport évoque un accord signé entre EDF et le groupe chinois CGNPC en avril 2010. L'accord prévoit que l'entreprise d'électricité chinoise puisse participer aux nouveaux projets nucléaires d'EDF en France et dans d'autres pays comme investisseur ou fournisseur de services. Comment analysez-vous cet accord de coopération et ne va-t-il pas un peu loin dans un domaine où la sécurité et la stratégie sont importantes ?

Par ailleurs, en ce qui concerne UraMin, est-il normal que le renoncement d'EDF, comme le retrait de l'entreprise chinoise CGNPC, n'ait pas attiré l'attention de l'APE ? Le ministre de tutelle, c'est-à-dire Mme Lagarde, a-t-il été saisi, informé et consulté ? Doit-on comprendre que pour une opération aussi importante, alors qu'EDF avait renoncé, pour des raisons certes d'ordre financier et d'opportunité, mais aussi après une analyse technique du dossier, il n'y ait pas eu d'avis ou de réaction du pouvoir politique de l'époque pour une opération aussi stratégique ?

**Mme Marie-Christine Dalloz.** Les investissements de maintenance du parc EDF se sont traduits par une augmentation de 337 % entre 2007 et 2010. C'est considérable. J'ai noté que l'on avait pourtant pris beaucoup de retard en la matière, que cela avait généré des avaries sévères dans le parc actuel. Qu'en est-il de la programmation de remise à niveau du parc ? Quelle perspective de durée pouvons-nous escompter après cette remise à niveau des équipements ? Va-t-on parvenir à des niveaux de maintenance plus acceptable et d'investissement plus soutenable ?

Le tableau du rapport portant sur les besoins d'investissement prévisibles évoque trois orientations de financement : la croissance de l'EBE (excédent brut d'exploitation), l'augmentation de la dette ou la baisse de la créance liée à la contribution pour le service public de l'électricité. Une croissance de l'EBE aux environs de 6 % est-elle envisageable et soutenable durablement ?

**M. Henri Emmanuelli.** Je souscris à toutes ces remarques car ce n'est pas la première fois que l'on s'interroge sur le rôle de l'APE et que l'on constate la passivité de ses représentants. On a le sentiment d'avoir des gens très dépendants des choix politiques, davantage au service du ministre que des gestionnaires d'actifs. Nous élaborons des rapports de mission très intéressants mais nous n'allons jamais jusqu'au bout pour en tirer les conséquences. Y a-t-il eu dans ce cas précis rétention d'information ou non ? Il n'y a jamais de responsable désigné et le processus n'est jamais remis en cause pour manque de transparence ou autre raison.

Quant au versement du dividende : se préoccupe-t-on du dividende de l'État ou de l'indépendance énergétique de la France ? Il est temps qu'EDF se consacre à ses investissements plutôt qu'à rémunérer ses actionnaires, car à défaut, il y aura des réveils douloureux.

**M. Jean-Louis Dumont.** Je souhaite attirer l'attention de la commission sur la gestion des déchets. Indépendamment des choix à venir, il y aura un jour démantèlement des centrales nucléaires. Je rappelle, comme je l'ai fait auprès des chefs d'entreprise de la filière, que deux lois sont intervenues qui doivent s'appliquer, quelle que soit l'implication de M. Proglia, président d'EDF, ou de M. Oursel à Areva, qui n'est pas venu au dernier comité de haut niveau - ce qui montre l'importance qu'il y accorde, contrairement à son prédécesseur qui a été le premier chef d'entreprise à faire des investissements dans cette perspective. Les lois dites « Bataille » et « Loos », votées à la quasi-unanimité du Parlement, imposent à ces entreprises une démarche transparente et rigoureuse, qui a un coût, estimé dans le rapport. Même si le rapport cite le projet Cigéo, tel qu'il a été défini par l'ANDRA, une précision doit être apportée dans sa rédaction : lorsque le stockage des déchets est mentionné, il convient de préciser « *stockage réversible en couche géologique profonde* », car ce sont les termes de la loi, que nous devons faire appliquer.

Parmi les trois voies de recherche prévues par la loi - qui ne sont jamais mentionnées il faut le souligner, voire semblent oubliées, par le CEA tout particulièrement -, une seule a reçu un début de mise à exécution par un laboratoire dans ce pays. Je crois qu'il faut être attentif, chaque fois qu'il y a un rapport, de bien s'y référer.

Enfin, ayant eu l'occasion de siéger dans un conseil d'administration ou un conseil de surveillance, je constate qu'il y a des représentants de l'État actionnaire (qui peuvent être des hauts, voire des très hauts, fonctionnaires), mais aussi des administrateurs dits indépendants désignés pour leur faculté d'intervention. Que se passe-t-il à Areva comme à EDF pour que ces membres n'interviennent pas ? La loi n'est pas un paillason et on peut s'étonner que certaines gouvernances d'entreprises publiques ignorent totalement les obligations de sûreté et de sécurité liées aux activités nucléaires.

**M. François de Rugy.** Le choix de prolonger la durée des équipements nucléaires à quarante ans au lieu de trente est-il déjà fait ? De même, y a-t-il eu un choix implicite, jamais débattu, de la prolongation à soixante ans, car les propos du conseil de la politique nucléaire sont ambigus sur ces perspectives ? Le coût du démantèlement, que vous évoquez dans le rapport, ne manque pas d'inquiéter sur le plan financier, sans même évoquer les autres aspects. Il est écrit que tous les exploitants ont fait le choix d'un démantèlement « *immédiat* » de leurs installations ; mais elles sont loin d'être démantelées. Les charges sont appelées à augmenter au fur et à mesure de l'évolution des devis. Mais s'il n'y a pas d'assurance sur les montants - ce qui fait consensus -, comment EDF financera-t-il le coût du prolongement de la durée de vie, puis du démantèlement ? Faut-il s'attendre à une ligne supplémentaire sur les factures EDF portant « *contribution au démantèlement des centrales nucléaires* » ?

**M. Alain Rodet.** Au cours des travaux des rapporteurs, la volonté d'une partie de la technostructure d'EDF de contrôler Areva et d'en faire une entité unique a-t-elle été évoquée et débattue ?

**M. Louis Giscard d'Estaing.** Ce sujet rappelle les feuilletons à épisodes que connaît la commission des Finances depuis deux législatures, avec par exemple la commission d'enquête dont Michel Diefenbacher a été le rapporteur, concernant des acquisitions antérieures et des prises de décision où le rôle de l'État actionnaire n'a pas été un exemple de transparence, ni d'expertise. On retrouve aussi les difficultés mises en relief lors de nos auditions consacrées à EADS et au rôle de l'Agence des participations de l'État. Le directeur de l'APE auditionné dans ce dossier est le même qu'à l'époque. Les propositions que vous faites concernant la gouvernance d'Areva sont-elles en voie d'application ? Le rôle d'expertise de l'APE s'est-il amélioré depuis nos précédentes investigations ?

**M. Georges Ginesta.** L'échec financier d'UraMin est souvent expliqué aujourd'hui par les fluctuations du prix de l'uranium, ce qui diminue la responsabilité des dirigeants. Mais deux phénomènes me paraissent mieux l'expliquer. Le premier est la sorte de séduction exercée par le vendeur en direction du futur acquéreur, dénoncée dans le rapport. Le second, mais le plus important car il obère l'avenir, est la faiblesse géologique inquiétante des gisements et le fait qu'on n'a pas écouté les ingénieurs géologues d'Areva, ni fait appel au BRGM. Or, en matière géologique, on sait qu'il existe toujours une part d'incertitude. C'est ce point qu'il fallait creuser. C'est là la faiblesse, pour l'avenir, de l'investissement qui a été fait, et non les futures courbes du prix de l'uranium.

**Mme Sandrine Mazetier.** Les rapporteurs doivent être remerciés pour leur travail mais ils doivent aussi développer l'épisode concernant le devoir d'information de l'État quand les intérêts nationaux, patrimoniaux par exemple, sont en jeu. On ne peut qu'être surpris de la décision prise par EDF de ne pas accompagner cette opération hasardeuse : elle aurait dû être justifiée auprès de sa tutelle, et appeler l'attention de celle-ci.

Vous évoquez dans le rapport les perspectives de charges d'emploi supplémentaires à venir, du fait de la démographie et de l'expertise plus grande qui devra éventuellement être exigée de personnels en matière de sûreté nucléaire. Le calendrier et le niveau d'embauche sont-ils adaptés aux orientations stratégiques prises ?

Je veux souligner aussi la disproportion inquiétante entre les importantes capacités d'autofinancement du groupe et les montants qu'il consacre à la recherche et à l'innovation. Quant on a dix milliards de capacités d'autofinancement chaque année, il n'est pas admissible de ne consacrer que 500 millions d'euros à la recherche sur trois axes énergétiques majeurs pour l'avenir que sont les énergies décarbonées, les réseaux *Smart grids* et la maîtrise de la demande. On peut s'interroger sur ce choix fait par le groupe alors que le développement de ces technologies est si déterminant pour le groupe, pour la filière comme pour la société en général.

**M. Marc Goua, rapporteur spécial.** Par rapport à la gouvernance exercée par l'APE, comment l'agence peut-elle être omnipotente et omnisciente, active et compétente sur l'ensemble du champ des entreprises publiques ? Le problème est là. On ne peut pas être excellent partout. Il faut s'attacher des compétences. Au cas présent, une des carences vient du fait qu'il n'a pas été fait appel au BRGM. Par ailleurs, si la concomitance entre l'achat et la revente d'une part du capital d'UraMin s'était réalisée, le coût pour Areva ne serait pas passé de 900 millions d'euros à 1,8 milliard. Il y a donc eu un manque de vigilance et un manque de connaissance de l'Agence. J'ai rencontré les dirigeants de l'APE et ils m'ont assuré avoir posé toutes les questions mais avaient-ils eu le temps de la faire alors que le calendrier a été très serré ? Pour répondre à M. Ginesta, voici un exemple d'habileté des vendeurs d'UraMin : il y a eu une première proposition de vente à 400 millions d'euros. Celle-ci a été brusquement retirée et la société introduite en bourse. Tout cela a sous-entendu que la mine valait beaucoup plus cher que le prix d'abord demandé. Face à ces manœuvres, l'APE n'a pas joué son rôle.

Cela dépasse le cas particulier d'UraMin, et concerne la stratégie d'Areva : quelles étaient les possibilités de l'entreprise au regard de ses capacités financières qui, entre la construction de centrales de nouvelle génération et l'acquisition d'UraMin, paraissaient manifestement insuffisantes ?

Sur l'accord entre EDF et le consortium chinois, nous avons bien posé la question, tant à l'Agence qu'à l'entreprise publique. Si, à la limite, nous pouvons penser qu'un accord est légitime pour construire et entretenir des centrales à l'étranger, il nous est apparu plus aventureux d'inclure la France dans cet accord. Les dirigeants d'EDF nous ont rassurés sur ce point.

Pour UraMin, EDF n'a pas souhaité participer à l'acquisition car l'extraction, nous a-t-on dit, ne cadrerait pas avec leur stratégie et de plus, elle coûte cher. De plus, Goldman Sachs, au demeurant actionnaire d'UraMin, a conseillé à EDF de ne pas y aller. Tout cela pose question. EDF n'a pas transmis ces informations à l'APE mais ses représentants affirment que la loi ne les y oblige pas.

Nous avons pu, après maintes péripéties, consulter les documents et il apparaît évident qu'il y a eu un accord de la ministre de l'Économie, sans qu'une opération d'un tel montant n'aurait pu se faire, d'autant qu'on déclarait à l'époque : « magnifique victoire de la France ».

Pour les investissements de maintenance, madame Dalloz, ils vont augmenter même si, j'en suis d'accord avec vous, ils sont insuffisants. Le taux de disponibilité des centrales était faible du fait des investissements *a minima*. Il est passé de 78,7% en 2010 à 81,7 % en 2011.

Est-ce que la situation est tenable compte tenu du niveau de l'excédent brut d'exploitation ? Déjà, dans le cadre de la discussion de la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, – la « loi NOME » – j'avais déclaré que le prix de revente de l'électricité aux concurrents d'EDF était trop faible, car on ne prenait pas en compte la valeur réelle des investissements. La Cour des comptes vient de confirmer cette analyse et porte le prix souhaitable de revente à 50 euros le kWh, loin des 36 euros proposés à l'époque.

Monsieur Emmanuelli, je suis en accord avec vous. L'investissement et les dividendes aux actionnaires sont deux choses contradictoires. Toutefois, pour l'APE, mon jugement n'est pas aussi sévère que le vôtre.

Concernant la gouvernance d'Areva, je ne suis pas sûr qu'il y a eu des dysfonctionnements importants. Je rappelle que les géologues d'Areva ont indiqué des réserves sans s'être rendus sur place.

Monsieur Dumont, la formulation que vous proposez sur le stockage réversible des déchets nucléaires en couche géologique profonde sera inscrite dans le rapport, nous en sommes tout à fait d'accord.

Pour monsieur de Rugy, oui, à l'évidence, nous serons contraints de prolonger la durée de vie des centrales à 60 ans. Faute de décisions en temps utile et d'anticipation, nous n'avons plus le choix. Construire 11 EPR sera évidemment trop cher en quelques années. De plus, nous ne sommes pas encore au point sur les énergies renouvelables. Il faudra encore investir. Mais je vous concède que cela reste implicite : cet état de fait n'a été ni annoncé, ni soumis au débat public.

Enfin, on parle de 2 300 création d'emplois.

**M. Camille de Rocca Serra, rapporteur spécial.** Sur l'APE, ce n'est pas une question d'expertise. Les équipes ne pouvaient pas couvrir l'ensemble du champ qui leur est dévolu. Pour UraMin, la seule question est : comment parvenir à permettre une information optimale de la tutelle sans corseter une entreprise qui se doit d'être réactive dans un environnement mondial concurrentiel ? Areva n'a pas transmis toutes les informations utiles et EDF estime qu'elle n'avait pas à informer. La question est donc : qu'est-ce qui a manqué pour éviter ce genre de problèmes, d'autant que nous sommes dans une durée de temps contrainte. Il est vrai que la BRGM est au service de l'APE mais il l'est aussi d'Areva.

Par ailleurs, si j'ai parlé d'opacité, c'est aussi l'analyse de la direction actuelle d'Areva, qui a revu la gouvernance sous l'impulsion du nouveau président Luc Oursel.

De plus, il faut sortir de l'ère du soupçon sur les appétits d'EDF sur Areva. Aujourd'hui, nous sommes dans une relation contractualisée et stable.

Pour madame Dalloz, l'augmentation de l'excédent brut d'exploitation d'EDF dépend fortement de l'international ; l'acquisition de British Energy est une opportunité car le Royaume-Uni est certainement le pays qui va le plus développer le nucléaire dans les années à venir.

Enfin, je partage moi aussi l'avis de monsieur Emmanuelli sur le choix entre investissements et dividendes.

**M. Hervé Mariton.** EDF et Areva font valoir que Fukushima peut amener des opportunités nouvelles. Qu'en est-il ?

**M. Marc Goua, rapporteur spécial.** En effet, la catastrophe de Fukushima a changé la donne et à cet égard, Areva a plus d'atouts qu'EDF, notamment du fait de sa politique de renforcement de la maintenance dans un souci de sécurité accrue.

**M. Camille de Rocca Serra, rapporteur spécial.** Cet effort sur la maintenance sera aux bénéfices d'Areva avec les exigences nouvelles de l'Autorité de sûreté nucléaire en matière de sécurité depuis Fukushima. De plus, les coûts seront réduits mécaniquement du fait de la prolongation de la durée de vie des centrales. Donc ce qui sera perdu sur la construction de nouvelles centrales sera retrouvé sur la maintenance et la régénération des anciennes.

Pour EDF, comme je l'ai dit, les opportunités se situent surtout à l'étranger, non seulement au Royaume-Uni, mais aussi en Chine ou en Inde.

*La Commission autorise ensuite la publication du rapport d'information.*

\*

\* \*



**ANNEXE :**  
**LISTE DES AUDITIONS RÉALISÉES PAR LES RAPPORTEURS EN 2012 <sup>(1)</sup>**

***EDF***

– MM. Thomas Piquemal, directeur exécutif du Groupe EDF en charge des finances, Bertrand Le Thiec, directeur adjoint en charge des relations publiques, et Yves Giraud, directeur de la stratégie, de la production et de l'ingénierie ;

***Groupe Areva***

– M. Luc Oursel, Président du Directoire du Groupe Areva, et MM. Pierre Auboin, directeur général adjoint en charge des finances, Sébastien de Montessus, directeur général adjoint en charge des mines, et Jacques Gérault, directeur des affaires publiques ;

– Rencontre sur place, au cours de deux déplacements dans les locaux d'Areva, de :

– MM. Gérard Arbola, ancien directeur général délégué, Pierre Charreton, directeur juridique, et Philippe Hatron, directeur de l'audit ;

– M. Nicolas Nouveau, directeur financier du Business Group Mines.

***Comité de Groupe Européen d'Areva***

– Mme Maureen Kearney, déléguée CFDT et secrétaire du Comité de Groupe, MM. Dominique Chevalier (CFE-CGC), Jacques Masdebail (CGT) et Jozef Willekens (délégué belge du CGE pour LBC-NVK).

***Agence des participations de l'État***

– M. Bruno Bézard, ancien directeur général de l'APE, et M. Édouard Vieillefond, directeur en charge du secteur Énergie à l'époque de l'opération UraMin.

***Cour des comptes***

– M. Gilles-Pierre Lévy, président de la 2<sup>e</sup> chambre de la Cour des Comptes sur le rapport *Coûts de la filière électronucléaire française*, et deux rapporteurs, M. Bertrand et Mme Pappalardo.

***Commissariat à l'Énergie atomique***

– M. Bernard Bigot, administrateur général du CEA, et M. Christophe Gégout, directeur financier.

---

(1) Pour les auditions réalisées en 2011, consulter les rapports spéciaux précités.