

Les spécificités d'EDF et leur traduction comptable

PRESENTATION

La Cour contrôle périodiquement les comptes et la gestion d'EDF.

Dans ses rapports précédents, la Cour avait formulé de nombreuses remarques sur : les provisions, le traitement comptable des concessions et les engagements de retraite mentionnés, mais non valorisés dans le hors-bilan, contrairement aux prescriptions du plan comptable général.

Le dernier contrôle, achevé en 2004, a été l'occasion d'un examen complet des problèmes et pratiques comptables de l'entreprise y compris celles de l'exercice 2003. Il a permis de mettre en lumière les particularismes comptables d'EDF et les conséquences des évolutions de son référentiel comptable.

EDF est à bien des égards une entreprise singulière, sans équivalent en France ou l'étranger. La durée de vie de ses installations, d'une part, ses activités dans le domaine nucléaire où elle doit raisonner en dizaines, voire en centaines d'années, d'autre part, la distinguent de la grande majorité des entreprises. Ses actifs de production, très lourds en valeur absolue comme en quote-part du bilan, génèrent une part importante de charges calculées⁷⁴ (dotations aux amortissements et provisions) dans le compte de résultat. Enfin, sa situation statutaire, en pleine évolution, influe fortement sur des pans entiers de son bilan et de son compte de résultat. Il en résulte des incertitudes sur les soldes comptables, en particulier les indicateurs de résultat dont la signification est limitée. Ces incertitudes sont encore accrues par les modifications en cours du référentiel comptable applicable.

74) On appelle ainsi les charges qui font l'objet d'une estimation interne à l'entreprise et ne débouchent pas sur des décaissements à court terme, par opposition aux charges facturées par les fournisseurs de biens et services à l'entreprise

I – La spécificité des comptes d'EDF

EDF est sans doute l'entreprise française pour laquelle la traduction comptable de ses obligations de long terme est la plus délicate et le chiffrage le plus aléatoire, du fait de son cycle de production très long et très capitalistique et des incertitudes existant sur tous les paramètres d'appréciation de la dépense future : durée, technologie, prix, taux, etc. En effet, le démantèlement des premières centrales, qui commence à peine, s'étalera sur plusieurs dizaines d'années et les provisions relatives aux déchets radioactifs doivent être estimées, alors même que les solutions techniques de retraitement et de stockage ne sont pas encore arrêtées.

Par ailleurs, l'établissement public relève encore du statut de concessionnaire pour le réseau de distribution publique ; celui-ci fixe ses relations contractuelles avec les collectivités locales concédantes et le dispositif a des conséquences comptables et fiscales importantes, notamment par l'obligation de constituer les provisions pour renouvellement. Or ce statut a déjà été abandonné pour le réseau de transport de l'électricité (RTE). Le Parlement, s'appuyant sur les conclusions de la Cour, a voté en novembre 1997 un article de loi affirmant le droit de propriété d'EDF sur les ouvrages du réseau de transport. Ceci a eu notamment pour effet d'accroître les capitaux propres de l'opérateur public. Ce statut de concessionnaire pourrait évoluer, cette fois pour le réseau de distribution publique (cf infra en I-C-3) à la suite de l'ouverture complète du marché intérieur en 2007. Il en découle une incertitude sur la nature de ces provisions qui s'élèvent à 12 Md€ : soit il s'agit de réserves, auquel cas elles seraient assimilées à des fonds propres qu'elles viendraient presque doubler, soit il s'agit de dettes et elles accroîtraient de moitié ce poste, modifiant en proportion les ratios de structure du bilan.

Enfin, coexistent au sein d'EDF des activités qui ont vocation à rester réglementées (transport et distribution) et d'autres activités en cours de déréglementation (vente aux clients non éligibles) ou complètement ouvertes à la concurrence (production, vente aux clients éligibles⁷⁵, international...) qui renvoient à des logiques économiques, tarifaires et de rentabilité différentes.

75) Les clients éligibles ont, de par la loi, le choix de leur fournisseur d'électricité. Les clients non éligibles doivent s'approvisionner, en principe jusqu'en 2007, auprès d'EDF

Ces spécificités affectent d'autant plus la lisibilité et la comparabilité des comptes d'EDF qu'elles portent sur des montants considérables.

A – Les grandes masses du bilan consolidé

Les grandes masses du bilan consolidé sont retracées dans les tableaux ci-dessous.

Chiffres clés de l'actif (M€)

	2001	2002	2003
Ecart d'acquisition	6 753	6 756	5 659
Immobilisations corporelles	89 828	95 422	99 102
Immobilisations financières.	7 941	8 569	7 315
Divers (immobilisations incorporelles)	2 185	3 327	3 005
<i>Actif immobilisé</i>	<i>106 707</i>	<i>114 074</i>	<i>114 991</i>
<i>Actif circulant</i>	<i>28 873</i>	<i>30 765</i>	<i>31 909</i>
Total ACTIF	135 580	144 839	146 900

Chiffres clés du passif (M€)

	2001	2002	2003
Capitaux propres	13 711	13 883	18 924
Intérêts minoritaires	1 502	986	915
Comptes de concessions	20 668	20 822	19 743
Provisions pour risques et charges	51 127	54 199	52 248
Dettes financières	25 608	29 512	29 604
Autres dettes Exploitation	22 964	25 437	25 466
Total PASSIF	135 580	144 839	146 900

Le bilan d'EDF repose sur un montant d'immobilisations exceptionnellement élevé, à la fois en montant absolu et en part de l'actif total. Ceci traduit la nature très capitalistique de l'activité de l'établissement public, liée notamment à sa dimension nucléaire. Les immobilisations représentent 115 Md€ fin 2003, dont 99,1 Md€ d'immobilisations corporelles, sur un total de bilan consolidé de

146,9 Md€. Au passif, les provisions pour risques et charges atteignent plus de 52 Md€ et pèsent près de trois fois les capitaux propres du groupe.

Ces niveaux d'encours alimentent en 2003 un flux important de dotations aux amortissements et aux provisions - 6,8Md€ sur 44 Md€ de total de charges - calculées sur la base de règles comptables s'appliquant à des domaines spécifiques, comportant une part d'estimation dans les assiettes de calcul et ayant fait l'objet de modifications au cours de la période récente.

A l'inverse, le niveau relativement faible des capitaux propres a pour conséquence que toute modification du référentiel comptable, même limitée, a un impact significatif sur la situation nette et les ratios de structure.

Enfin, les engagements hors bilan représentaient, à la fin de l'année 2003, 19,1 Md€ correspondant pour une bonne part aux engagements pris dans le cadre de pacte d'actionnaires sur les filiales et acquisitions étrangères, en Italie et en Allemagne notamment. Encore ceux-ci ne prennent-ils pas en compte certains cas de figure pouvant déboucher sur l'obligation de rachat de parts, pas plus qu'ils n'intègrent le montant des engagements de retraite (cf infra).

B – Les caractéristiques du compte de résultat consolidé

Les principaux soldes sur la période (M€)

	2001	2002	2003
Chiffre d'affaires net	40 716	48 359	44 919
Valeur ajoutée	20 536	22 571	22 365
Excédent brut d'exploitation	9 524	11 216	11 026
Résultat d'exploitation	2 686	5 179	6 833
Résultat net part du groupe	841	481	857

La communication financière de l'entreprise, à destination de la communauté financière internationale comme des pouvoirs publics, repose depuis 2001 sur les comptes consolidés dont le périmètre inclut les filiales étrangères ou hors électricité qui représentent désormais près de la moitié du chiffre d'affaires du groupe.

1 – Le chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires, dans sa définition consolidée, a retenu jusqu'en 2002 la totalité des opérations réalisées par EDF-Trading, la filiale de négoce d'EDF, qu'il s'agisse de livraisons physiques ou d'instruments dérivés, les considérant comme des produits dès lors qu'elles étaient effectuées pour le compte de l'établissement public.

Cette pratique, qui a abouti à surévaluer le montant du chiffre d'affaires du groupe, sans toutefois affecter le résultat, est devenue intenable dès la fin 2002. Les régulateurs comptables américains ont en effet adopté, en novembre 2002, une nouvelle interprétation comptable interdisant la comptabilisation du chiffre d'affaires des sociétés de négoce, autrement qu'en marge (le seul solde : ventes- achats) à laquelle la Commission des opérations de bourse (COB) s'est ralliée au tout début de l'année 2003. EDF aurait donc pu modifier son mode de comptabilisation dès l'arrêté des comptes de 2002, le 26 mars 2003. Cette correction est intervenue pour l'arrêté des comptes de l'exercice 2003, qui ne prennent désormais plus en considération que la marge de négoce. Le chiffre d'affaires recalculé pour 2002 d'EDF-Trading a été dès lors divisé par 34, chutant de 7 238 M€ à 214 M€ et le CA consolidé 2002 pro forma⁷⁶ d'EDF est passé de 48 359 M€ à 41 817 M€, soit – 13,5 %.

2 – Les soldes intermédiaires de gestion⁷⁷

Les soldes intermédiaires de gestion et la décomposition du résultat n'ont qu'une signification limitée en aval de l'excédent brut d'exploitation (EBE), du fait des frontières mouvantes entre les différents niveaux de résultats : d'exploitation, financier et exceptionnel.

76) Les comptes pro forma permettent de retraiter des changements de méthodes comptables ou de présentation intervenus après la clôture, afin de rendre les états comptables comparables avec les comptes de l'exercice suivant

77) Les soldes intermédiaires de gestion correspondent aux différents niveaux de décomposition de l'activité et des résultats traditionnellement retenus par les analystes financiers, soit d'amont en aval : valeur ajoutée, EBE, résultat d'exploitation, courant et net

Ainsi le résultat financier qui a toujours été négatif dans l'histoire récente d'EDF⁷⁸ a connu une très forte dégradation en 2002. Celle-ci est liée au poids des charges financières de « désactualisation » affectant les dotations aux provisions dans le cadre du mode d'application en 2002 par EDF du règlement sur les passifs (cf. II-A).

Actualisation/désactualisation : mécanisme comptable et financier consistant à ramener en valeur d'aujourd'hui un montant monétaire futur ou passé par l'application d'un taux d'intérêt composé sur la période. Par exemple, une dépense de 100 M€ devant intervenir dans 20 ans doit être provisionnée pour un montant $A = 100/(1+i)^{20}$ où i représente le taux d'actualisation annuel. Si le taux retenu est $i = 5\%$, le montant A à provisionner n'est plus que de 37,5 M€. Mais un an plus tard, la même provision de 100 doit être provisionnée $B = 100/(1+i)^{19} = 39,4$ M€. Comme $B > A$, cela entraîne une charge de désactualisation de 1,9 M€ la première année, qui ira ensuite croissant jusqu'à la date de décaissement.

3 – Différence entre le résultat social et le résultat de l'activité en France

En 2002 le résultat social d'EDF a été pour la première fois très déficitaire, avec une perte nette atteignant 1,075 Md€, alors que le résultat consolidé demeurait positif de 481 M€. Cette déconnexion, à première vue paradoxale dans la mesure où la situation de l'entreprise mère est meilleure que celle de ses filiales étrangères, s'explique par les écarts de conversion liés aux variations de change pour 1,15 Md€. Celles-ci influencent le résultat social d'EDF à la baisse car les titres de la holding EDF-International qui figurent au bilan de la société mère sont l'objet d'une provision pour dépréciation qui affecte le résultat social, alors que, selon la règle, dans les comptes consolidés, cette provision s'impute directement sur les capitaux propres du groupe et non sur le compte de résultat.

Le décalage est en fait encore plus grand si, au lieu de rapprocher le résultat consolidé du résultat social, on compare la contribution d'EDF entreprise mère à la formation du résultat consolidé du groupe à son résultat social. Pour l'exercice 2002, l'écart passe alors à 2 536 M€.

78) Ce déficit diminuant cependant à partir de 1998, en raison du désendettement progressif et de la baisse continue des taux d'intérêt

En M€	Part contributive au résultat consolidé	Comptes sociaux	Ecart
Résultat d'exploitation	3 921	3 824	- 97
Résultat Financier	- 2 068	- 4 230	- 2 162
Résultat Exceptionnel	291	358	67
IS	- 683	- 1 027	- 344
Résultat net	1 461	- 1 075	- 2 536

On peut considérer que la contribution de 1,46 Md€ reflète plus fidèlement la performance économique et financière de l'établissement public. C'est l'intégration dans les comptes de la société mère des titres de la holding EDF International, qui porte toutes les participations d'EDF à l'étranger, qui affecte la perception de cette réalité. Contrairement aux apparences, l'activité développée en France dégage des résultats satisfaisants sur la période, en dépit de la baisse en € constants des tarifs régulés⁷⁹ et malgré la compensation incomplète des charges de service public.

C – Difficultés et incertitudes

Malgré le gros effort de fiabilisation et d'amélioration de ces comptes durant ces dernières années, la lisibilité et la comparabilité des comptes d'EDF rencontrent encore des difficultés, portant sur des montants importants.

EDF a en effet accompli un travail considérable tant dans le domaine des comptes dissociés pour les différents secteurs, dont le réseau de transport de l'électricité (RTE), certifiés de facto par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), que pour les comptes consolidés qui intègrent aujourd'hui la grande majorité des filiales et participations étrangères. Ces améliorations en matière de périodicité, de délais de publication et de conditions de certification de ces comptes, ne les rendent pas, pour autant, parfaitement intelligibles et comparables dans le temps, en raison de l'application d'un référentiel comptable en évolution rapide sur la période. De surcroît, cette évolution s'est accompagnée de fréquentes modifications comptables (changements de méthode, d'estimation, de présentation ou de périmètre) qui, certes, visent à donner une meilleure information, mais qui portent sur des postes aux montants considérables.

⁷⁹) Les tarifs ont baissé de 13 % en francs constants sur la période 1997-2000 et encore d'environ -1 % en 2001-2003 pour les clients non éligibles.

Dans ces conditions, et à défaut de comptes pro forma reconstitués sur des séries chronologiques longues⁸⁰, l'analyse financière- et a fortiori la valorisation de l'entreprise - reste un exercice difficile. Les changements comptables qu'entraîneront les modifications du régime de retraites, et peut-être celui des concessions, pourraient entretenir à l'avenir ce défaut de lisibilité et de comparabilité des comptes de l'entreprise publique.

1 – Les provisions et amortissements dans le domaine nucléaire

a) Les provisions

Les provisions destinées à couvrir les charges nucléaires futures pour démantèlement et fin de cycle des combustibles irradiés et déchets radioactifs sont par nature incertaines, en raison des spécificités du domaine couvert : incertitude sur les processus techniques utilisés dans le futur, sur les coûts et sur le calendrier de réalisation. Comme l'a rappelé le récent rapport de la Cour⁸¹, à ces difficultés d'évaluation, il faut ajouter l'aléa lié au choix des niveaux des taux d'inflation et d'actualisation. Ces aléas jouent d'autant plus que les montants en cause sont considérables, sans équivalent chez les entreprises françaises voire étrangères, et que l'on se situe sur des échelles de temps très longues. Comme le relèvent les commissaires aux comptes dans leur rapport en 2002, « la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés ».

Ainsi l'application qu'a faite EDF du règlement sur les passifs a eu pour effet, grâce à la reprise d'une partie des provisions pour charges nucléaires futures, d'augmenter les capitaux propres de 1,4 Md€ soit 2,3 Md€ avant impôt (cf infra en II-A).

80) EDF s'est limité à l'obligation de retraitement des comptes de l'exercice précédent, arguant de la difficulté à retraiter les comptes des exercices antérieurs, alors que c'est précisément l'ampleur de ces modifications qui rend nécessaire une reconstitution pro forma sur plusieurs années pour mieux apprécier les performances financières de l'entreprise dans la durée.

81) Cour des comptes : « Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs » - janvier 2005

Le règlement sur les passifs CRC n° 2000-06, applicable dès l'arrêté des comptes 2002, modifie en profondeur les conditions de constitution et d'évaluation des provisions pour risques et charges. Destiné à rapprocher les normes comptables françaises des normes internationales IFRS, il concerne l'ensemble des provisions qui, dans un souci de prudence et d'exhaustivité, doivent désormais traduire la totalité des obligations futures incombant à l'entreprise, quelle que soit l'échéance prévue des décaissements, alors qu'auparavant, la provision pouvait être dotée progressivement, afin d'être intégralement constituée au moment de son utilisation. La nouvelle norme exclut toutefois de son périmètre les provisions spécifiques aux entreprises concessionnaires et certains avantages sociaux accordés aux personnels.

En particulier, alors que la loi de 1991 a laissé différentes options techniques ouvertes pour l'évacuation et le stockage des déchets à préciser à l'échéance de 2006, EDF se doit d'inscrire dès maintenant dans ses comptes la meilleure estimation des dépenses futures, traduisant le plus fidèlement possible les coûts complets de la filière électronucléaire. Pour ce faire, alors qu'elle ne dispose ni d'un cadre institutionnalisé offrant une solution de référence, ni de la maîtrise technique du développement de cette solution, ni de la maîtrise financière correspondante ou de quelque garantie que ce soit, en l'absence de tout engagement irrévocable de l'ANDRA, EDF doit choisir un scénario, le justifier et le chiffrer. Or, la présentation actuelle dans l'annexe aux états financiers se base sur un devis datant de 1996, et ne mentionne pas jusqu'en 2003 l'existence de chiffrages plus récents effectués par l'ANDRA.

b) Les amortissements nucléaires : changement de mode de calcul et d'estimation en 2003

Jusqu'en 2002 inclus, les centrales nucléaires ont été amorties sur une durée de 30 ans en mode dégressif. Compte tenu de l'ancienneté moyenne du parc des centrales (17 ans), l'amortissement cumulé à fin 2002 (29.6 Md€) représentait environ 70 % de la valeur brute (42,5 Md€) des immobilisations correspondantes au bilan d'EDF.

Le changement comptable en 2003 a été double : il a porté sur la méthode, qui retient désormais un mode d'amortissement linéaire⁸², et sur l'estimation, la durée d'amortissement passant de 30 à 40 ans.

Les méthodes d'amortissement

L'amortissement linéaire consiste à étaler la charge d'amortissement d'une immobilisation, en tranches annuelles égales sur la durée de vie de cet actif, alors qu'en amortissement dégressif, on amortit plus vite au début de vie et moins ensuite. Ce deuxième mode correspond souvent à des préoccupations d'optimisation fiscale. Les nouvelles normes internationales IFRS préconisent la méthode linéaire comme mieux adaptée à la mesure de la consommation des avantages économiques attendus d'un actif.

Ce changement est justifié par la meilleure visibilité sur la durée de vie technique attendue des centrales, par l'intérêt de pouvoir comparer EDF avec les entreprises étrangères⁸³ du même secteur et par la perspective de rendre les comptes d'EDF conformes aux normes internationales. EDF a en effet anticipé l'application de la plupart des normes IFRS dès l'exercice 2003, parmi lesquelles la norme IFRS 16. Celle-ci prévoit le réexamen périodique de la durée d'amortissement des immobilisations corporelles et son ajustement en cas de changement motivé par des raisons techniques ou économiques.

82) Le passage en mode linéaire s'applique également à certains éléments du réseau de transport et de distribution, aux centrales hydrauliques en biens propres, ainsi qu'aux installations de production thermique à flamme.

83) Les licences d'exploitation accordées aux Etats-Unis ont généralement une durée de 40 ans et peuvent aller jusqu'à 60 ans.

Les normes internationales

Créé en 1973, l'International Accounting Standard Board, ou IASB, est l'organisme indépendant chargé d'édicter les règles comptables au niveau international. Ses normes, dites International Financial Reporting Standards (IFRS) font ensuite l'objet d'une procédure d'adoption au niveau européen. Elles sont applicables à l'ensemble des sociétés européennes faisant appel public à l'épargne dès le 1^{er} janvier 2004. L'IASB a entrepris depuis une dizaine d'années une refonte complète des états financiers des entreprises afin de mieux répondre aux besoins des investisseurs sur les marchés financiers. Parmi les nouveautés conceptuelles retenues, figurent: la primauté du bilan sur le compte de résultat, la généralisation de la juste valeur (« fair value ») jugée plus appropriée que le coût historique.

Certaines de ces évolutions constituent des avancées majeures en matière d'information financière, mais d'autres peuvent poser des problèmes importants aux entreprises, aux investisseurs, à leurs auditeurs ou autres partenaires : en particulier l'application de la juste valeur, tirée de la valeur de marché outre qu'elle se traduira par des valorisations moins prudentes aura pour conséquence une volatilité accrue du résultat.

Ce changement aurait dû entraîner :

- une réduction de 400 à 500 M€ des dotations aux amortissements des centrales nucléaires, résultant de l'allongement de la durée résiduelle d'amortissement ;

- une réduction très importante (environ 2,8 Md€) des provisions liées à la déconstruction des centrales par le jeu de l'actualisation sur 10 ans supplémentaires, améliorant d'autant la situation nette.

Cet impact positif attendu sur la situation nette et les résultats de l'exercice n'a en définitive pas pu être constaté en 2003, du fait d'un changement d'interprétation comptable par l'IASB. Son comité d'interprétation des normes a dans un premier temps, en juin 2003, recommandé que soit appliqué un traitement rétrospectif qui aurait conduit EDF à enregistrer sur l'exercice la totalité de l'amélioration attendue de la situation nette. En raison d'un changement de position de ce comité en cours d'année, la solution finalement retenue le 31 décembre n'était plus celle appliquée au 30 juin. Après application de cette méthode, dite prospective, les réductions de provision au passif ne viennent plus augmenter la situation nette, mais sont imputées sur les actifs correspondants et ne se traduisent positivement sur le résultat que progressivement, sur les exercices futurs, au travers de dotations aux amortissements réduites.

On mesure à l'aide de cet exemple que les normes internationales ne sont pas encore stabilisées. Leur évolution est difficilement prévisible à six mois ou un an et toute modification est susceptible d'avoir de lourdes conséquences sur les comptes et le pilotage de la gestion financière d'une entreprise aussi importante qu'EDF.

2 – Les engagements de retraite

Les comptes de l'entreprise publique ne renaient pas en engagement hors bilan les charges de retraite, contrairement aux règles comptables en vigueur et ce malgré les observations renouvelées de la Cour. EDF justifiait cette absence de comptabilisation par une analyse juridique du régime de retraite des personnels des industries électriques et gazières (IEG) que la Cour n'estimait pas fondée.

Les conséquences de cette divergence sur la nature du régime des retraites sont aujourd'hui dépassées en raison de l'obligation de constituer directement, à compter de 2005, des provisions pour retraite, en application des nouvelles normes comptables.

Cette nouvelle obligation comptable soulevait une difficulté particulière pour EDF que ne connaissent pas les entreprises cotisant au régime de droit commun (régime général d'assurance vieillesse, régimes complémentaires ARRCO-AGIRC).

En effet, en raison de l'existence du régime spécial des industries électriques et gazières (IEG), EDF supporte et paye « directement » les retraites des personnels alors que les autres entreprises versent des cotisations, libératoires à des caisses de retraite qui payent les retraites des personnels de ces entreprises.

Cette différence de situation se traduit pour EDF par la constatation en charges de l'exercice des pensions de retraite et par l'obligation de constituer, à compter de 2005, de très importantes provisions pour retraite, alors que les autres entreprises, qui relèvent des régimes de droit commun, ne prennent en charges comptables que les seules cotisations aux régimes de retraite et n'ont à constituer aucune provision pour charges futures de retraite.

A défaut de réforme de son régime des retraites EDF aurait donc été amenée à constater une charge « exceptionnelle » au titre des provisions pour retraites, d'un montant d'environ 60Md€, trois fois supérieur à ses fonds propres.

Les nouvelles règles comptables ont donc été l'un des éléments justifiant la réforme du régime de retraite des personnels d'EDF. Celle-ci pourrait avoir un effet positif sur les comptes de l'entreprise dans les années à venir.

En effet, le montant total des charges annuelles de retraite correspondant, d'une part, à des cotisations calculées dans des conditions proches de celles des autres entreprises, d'autre part, à la provision destinée au financement des droits du régime spécifique, sera inférieur à ce qu'EDF supportait dans le régime antérieur. La taxe mise en place par la loi du 9 août 2004 (contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel prévue à l'article 18), qui devrait respecter le principe de neutralité tarifaire en se substituant à une composante du tarif actuel, assurera de son côté le financement d'une partie des droits spécifiques et le versement à la CNAVTS, à l'AGIRC et à l'ARRCO des soultes correspondant à la reprise par ces régimes des droits du passé.

S'agissant du régime complémentaire maladie des agents des IEG, fortement déficitaire, en particulier pour les inactifs, il importe de déterminer clairement si l'entreprise a, ou non, la responsabilité de l'équilibrer. Une réponse positive emporterait la constitution de provisions selon la norme IAS 19, applicable en 2005, si un accord pour mettre en place un financement alternatif n'était pas trouvé rapidement.

3 – Les concessions

Le régime des concessions de distribution publique est incertain dans un environnement juridique en évolution.

La traduction comptable des concessions est complexe. Elle comporte des écritures comptables qui figurent au bilan, sans qu'elles aient eu la moindre incidence sur les résultats de l'entreprise et ce pour des montants très élevés.

Dans le domaine de la distribution, à l'actif d'EDF figurent les réseaux qui, en droit, ne lui appartiennent pas mais sont la propriété des collectivités territoriales concédantes. Ils sont inscrits sous la rubrique spéciale « immobilisations du domaine concédé de distribution publique » pour une valeur brute de 46Md€. Ils font l'objet d'un amortissement comptable calculé sur leur durée de vie, sans aucune conséquence sur les résultats de l'entreprise. Ces amortissements sont pourtant inscrits dans les comptes à hauteur de 16Md€.

En revanche, les comptes comprennent deux types de charges spécifiques aux entreprises concessionnaires qui influent sur les résultats : l'amortissement de caducité qui correspond à un amortissement financier calculé sur la durée de la concession et la provision pour renouvellement, qui vient compléter cet amortissement financier et qui a pour objet d'assurer le remplacement des réseaux de distribution avant le terme de la concession lorsque ceux-ci devront être renouvelés. En outre, et par dérogation à ce principe régissant les provisions pour renouvellement, EDF a aussi provisionné les renouvellements postérieurs au terme des concessions, provisions prévues aux cahiers des charges. Une disposition particulière de la loi d'août 2004 a supprimé cette obligation.

Au passif figurent les « droits du concédant » dont le montant brut correspond aux immobilisations, considérées comme financées par les concédants, soit 24,6 Md€, alors qu'en réalité c'est le concessionnaire EDF qui a assuré la quasi-totalité des financements.

EDF est titulaire de nombreux contrats de concessions de distribution publique conclus de longue date avec les collectivités territoriales et qui ont fait l'objet de modifications et de reconduction à partir des années 1990, c'est-à-dire à une période où EDF était le seul concessionnaire et le seul fournisseur d'électricité aux ressortissants de la concession.

Dans ce cadre juridique aucune rémunération du concessionnaire pour l'entretien et la gestion du réseau n'est prévue au contrat, celle-ci étant assurée par la vente de l'électricité par l'opérateur public.

Si la loi du 10 février 2000 a confirmé le caractère du service public de la distribution de l'électricité et qualifié la situation d'EDF de gestionnaire permanent des réseaux, elle n'a pas tiré les conséquences de l'ouverture des marchés de l'électricité et n'a pas prévu de rémunération spécifique du gestionnaire des réseaux. Les contrats de concession continuent en principe à produire leurs effets et l'entreprise publique se doit de respecter les obligations qui y sont prévues et notamment celle d'assurer le renouvellement, et donc le financement, des immobilisations mises en concession. Cette obligation pourrait ne pas être cohérente, concession par concession, avec l'ouverture prochaine du marché domestique à la concurrence. On peut également se demander si les clauses contractuelles concernant les obligations liées au terme des concessions, telles que prévues aux contrats, s'appliqueront réellement : l'établissement sera-t-il réellement tenu au versement effectif des provisions pour renouvellement non utilisées ? Qu'entend-on par provisions non utilisées ? Comment EDF peut-elle s'assurer de l'utilisation des provisions par la collectivité qui aura obtenu le remboursement ? Les provisions relatives aux renouvellements postérieurs au terme de la concession devront-elles être constituées et seront-elles fiscalement déductibles ?

Ces incertitudes concernent des provisions pour renouvellement et pour charges futures d'un montant annuel d'environ 1 Md€, dont 200 M€ correspondent à des provisions relatives à des charges devant se réaliser postérieurement au terme de la concession et constituent à ce titre une dérogation aux règles comptables habituelles.

L'incertitude concernant l'obligation de provisionner les charges de renouvellement devant se matérialiser après le terme de la concession a été levée par la loi modifiant le statut d'EDF. Celle-ci a précisé que l'obligation de constituer cette catégorie de provisions, prévue aux cahiers des charges, ne devait pas s'appliquer. Désormais, EDF ne constituera plus de provisions pour « charges futures de renouvellement », ce qui améliorera ses résultats, sur ce point, d'environ 200 M€ par exercice.

Au-delà des incertitudes juridiques afférentes à la nature réelle des provisions pour renouvellement, la méthode de comptabilisation de ces provisions rend la lecture du bilan complexe. En effet, d'une part, la traduction comptable des concessions est en elle-même difficile, d'autre part, l'entreprise publique a obtenu le droit d'appliquer des règles qui dérogent aux principes comptables habituels, et ce en raison précisément du caractère permanent de sa situation de concessionnaire devenu depuis le 10 février 2000 gestionnaire des réseaux.

Ces difficultés de traduction comptable des concessions peuvent encore être accentuées si de nouvelles normes comptables devaient être définies et appliquées et si l'obligation d'actualiser ces provisions de très long terme s'imposait.

II – L'évolution du référentiel comptable

La succession au cours de la période sous revue de nouvelles règles ou modalités d'interprétation de règles existantes - certaines s'imposant à l'entreprise alors que d'autres ont été choisies ou anticipées par elle (changements de méthode, d'estimation, de présentation ou de périmètre) - et portant sur des postes aux incidences considérables en montant, a eu pour effet de rendre difficile l'évaluation dans le temps de la performance d'EDF, voire même simplement sa mesure.

Ces incertitudes vont encore s'accroître par la mise en œuvre des nouvelles normes comptables internationales IFRS qu'EDF a déjà largement anticipée. La généralisation de la « juste valeur », reposant sur l'actualisation de flux de fonds futurs et le passage corrélatif au second plan du principe de prudence, notamment en matière de comptabilisation des provisions, vont, à l'avenir, augmenter la volatilité des performances et des résultats de l'entreprise.

A – L'application par EDF du règlement sur les passifs

Ce règlement a une incidence majeure sur les comptes d'EDF, compte tenu de l'importance des postes de provisions pour risques et charges. Son application a donné lieu à des ajustements très significatifs qui ont eu une incidence favorable sur les résultats et la situation nette de l'entreprise.

Assimilée à un changement de méthode comptable, la première application du règlement sur les passifs a justifié la comptabilisation des ajustements en capitaux propres au bilan d'ouverture du 1^{er} janvier 2002, avec établissement de comptes pro forma, pour 2001 seulement (la comparaison n'est donc pas possible au delà d'un an), et mention en annexe.

EDF comptabilise désormais au passif la totalité de ses obligations de « déconstruction » des centrales et à la fin du cycle des combustibles nucléaires. La principale novation consiste en la mise en place d'échéanciers de décaissement et la valorisation des décaissements en euros de l'année de sortie des ressources, en utilisant un taux d'inflation à long terme de 2 %. Simultanément, EDF a opté pour la constitution d'un actif, en contrepartie de la provision, comme l'avis CNC n° 2000-01 sur les passifs lui en donne la possibilité, lorsque l'obligation est liée à la détention d'un actif (cas des centrales nucléaires pour EDF, pour lesquelles, dès la mise en service, l'obligation de démantèlement existe). Cette modalité, motivée par l'objectif de convergence vers les normes internationales IFRS 16 et 37, présente aussi l'avantage de limiter la diminution de la situation nette. L'actif ainsi créé est classé en immobilisations corporelles et valorisé aux mêmes conditions que la provision dont il est la contrepartie, il est ensuite recalculé à la date de mise en service et amorti selon la durée et le mode d'amortissement de l'installation auquel il est associé.

Enfin, EDF a fait le choix d'actualiser ses provisions de long terme à un taux d'actualisation de 5 % ce qui correspond, compte tenu du taux d'inflation estimé à 2 %, à un taux d'actualisation net de 3 %. Ce retraitement, non prévu par le règlement sur les passifs, est là aussi justifié par l'objectif de conformité avec la norme IFRS 37 (provisions et passifs éventuels) qui impose à l'entreprise d'actualiser les provisions lorsque l'effet du temps sur leur valeur est significatif et de comptabiliser en charges financières l'augmentation de la provision due à l'écoulement du temps (désactualisation).

Mais l'adoption de ces modalités par EDF a eu pour résultat paradoxal en 2002 de renverser le sens de l'ajustement. Alors que l'on pouvait s'attendre à ce que la prise en compte de la totalité des engagements futurs dès la mise en service de l'installation, au lieu d'un provisionnement étalé sur la durée de vie de l'installation, vienne alourdir les dotations du premier exercice d'application du règlement et réduire considérablement la situation nette, c'est le contraire qui s'est produit. Les obligations provisionnées par EDF se traduisant en général par des décaissements à très long terme, l'actualisation a eu pour effet de dégonfler sensiblement certains postes de provisions et d'améliorer d'autant, au total, les capitaux propres de l'entreprise (cf. tableau ci-après). En contrepartie, elle a eu pour conséquence d'accroître considérablement et durablement le montant des charges financières, du fait de la désactualisation.

Parmi les autres incidences, il convient de mentionner la prise en compte dans le total à provisionner des produits à recevoir attendus de tiers qui ne peuvent désormais plus être compensés, l'élargissement du périmètre de certaines provisions (retraitement des combustibles et stockage des déchets immédiatement évacuables) ainsi que la constitution de nouvelles provisions pour pertes sur contrats à long terme (achats et ventes d'énergie à perte) et pour révision décennale des centrales nucléaires et thermiques.

**Impact du règlement sur les passifs dans les comptes sociaux au bilan
d'ouverture du 1er janvier 2002 avant incidence fiscale**

(en M€)	Montant initial	Complément	Inflation	Actualisation	Variation totale	Capitaux propres	Résultat
Provisions							
Pertes/contrats	0	1 823		- 342	1 481	- 1481	
Fin de cycle combustibles	17149	7 922	78 750	- 88 789	- 2 117	3 108	- 991
Déconstruction	11093	8 737	10 677	- 19 504	- 91	616	- 526
Révisions décennales		106			106	- 106	-
Divers	43	- 43			- 43	43	-
Actif contrepartie							
Actif brut	0	-20 328	- 11 867	27 317	- 4 878	-	4 878
Amortissements	0	14 276	8 321	- 19 180	3 415	-	-3 415
Produits à recevoir	0	- 236	- 209	349	- 96	96	-
TOTAL	28284	12 256	85 671	- 100 150	- 2 222	2 276	- 54

NB : les variations positives impactent à la baisse la situation nette et inversement

Source : EDF⁸⁴

Le tableau illustre bien l'extrême sensibilité des ajustements aux hypothèses financières d'indexation et d'actualisation. L'impact du règlement sur les passifs proprement dit, à savoir le complément de dotations aux provisions lié à l'obligation de traduire la totalité des obligations futures, est « limité » à 12 256 M€. Ce montant aurait ramené les capitaux propres d'EDF au 31 décembre 2001 de 15 065 à 2 809 M€, en l'absence d'actualisation. Cette capitalisation très insuffisante aurait été inacceptable au regard du total de bilan. On comprend mieux dès lors

84) Données non comparables aux chiffres figurant dans le rapport public particulier cité ci-dessus (date différente)

le choix d'EDF d'anticiper les normes IFRS en matière d'indexation/actualisation. Il entraîne des effets bien plus considérables : + 85,6 Md€ de charges supplémentaires liées à l'indexation à 2 % par an des dépenses futures et - 100,1 Md€ du fait de l'actualisation à 5 %. L'effet total est très important pour certains postes et correspond à une augmentation avant impôt de 2,3Md€ des capitaux propres, tandis que l'impact est quasi-négligeable sur le résultat (- 54 M€).

Nette d'impôt, l'incidence sur les capitaux propres est plus limitée en raison d'une charge fiscale de 803 M€, d'autant plus lourde qu'elle n'était pas nécessaire, puisque correspondant à une application anticipée de la norme par EDF. On peut raisonnablement penser que, placée devant un choix similaire, une autre entreprise aurait fait un choix différent afin de ne pas accroître sa charge fiscale, même au prix d'un affichage comptable moins favorable.

L'application au 1^{er} janvier 2001 de la même méthode se serait traduite sur les comptes 2001, reconstitués pro forma par EDF, par une amélioration de +768 M€ du résultat avant impôt sur les sociétés (IS). Le groupe EDF ne s'est pas livré à une reconstitution pro forma en normes 2001 des comptes 2002, mais on peut estimer à l'inverse que l'effet négatif sur le résultat de 2002 aurait été du même ordre de grandeur. Il en serait résulté un résultat consolidé net après IS voisin de 0, voire négatif, en 2002, au lieu des 481 M€ affichés. Ce même résultat 2002 retraité aux normes IFRS 2003 est lui-même divisé par deux à 231 M€. En d'autres termes, que ce soit en normes 2001 ou en normes 2003, le résultat consolidé 2002 retraité aurait été fortement dégradé par rapport à celui, déjà très faible, enregistré en normes 2002.

B – L'alignement sur les normes IFRS

EDF a décidé de se conformer par anticipation dès 2003 aux normes comptables internationales IFRS compatibles avec l'état actuel des normes françaises, dans le souci d'une meilleure comparabilité de ses comptes consolidés avec ses principaux concurrents en Europe (E.ON, RWE, Enel et Endesa étant déjà passés aux normes IAS/IFRS). EDF aurait été tenue de toute façon d'appliquer ces normes en 2005 dans la mesure où elle a fait déjà appel à l'épargne publique (sous la forme d'emprunts obligataires). Mais le passage aux normes IFRS présente aussi de réels avantages en matière d'affichage de fonds propres pour EDF.

Ces changements de méthodes comptables ont une incidence considérable sur les comptes consolidés, puisqu'ils entraînent une augmentation des fonds propres de 5,4 Md€ au 1 janvier 2003 et une modification rétrospective du chiffre d'affaires et du résultat 2002 publiés qui passent respectivement en pro forma 2003 de 48,4 à 41,8 Md€ et de 481 à 231 M€.

Cet alignement en cours sur les normes IFRS apportera de nouveaux changements de méthode et modifiera les indicateurs de gestion correspondants. En introduisant aussi une grande volatilité dans les résultats du fait des principes retenus, il rendra encore plus complexe l'analyse des comptes et des performances de gestion d'EDF. A ce titre, il paraît souhaitable qu'EDF donne dans son annexe aux comptes des explications précises sur l'incidence de ces normes et en particulier y mentionne le montant brut (non indexé, non actualisé) de ses provisions nucléaires pour limiter l'effet des variations possibles des taux d'actualisation nets retenus .

CONCLUSION

EDF possède le parc de centrales nucléaires le plus important du monde. Cela entraîne des conséquences sur ses comptes. Certaines charges liées à la production de l'électricité, concernant notamment le démantèlement des centrales et le retraitement des déchets, sont calculées, varient et varieront longtemps encore en fonction des estimations périodiques auxquelles il sera procédé. De surcroît, elles se matérialiseront sur des périodes inhabituellement longues, très différentes de celles auxquelles on se réfère habituellement en matière de gestion des entreprises.

Au fil de son histoire, EDF a tissé un écheveau de relations avec les collectivités locales, concédantes des ouvrages de distribution, qui sera difficile à clarifier. Cela a également des conséquences, car le traitement comptable des concessions, déjà très complexe, est susceptible d'évoluer et d'avoir des répercussions sur les équilibres économiques de l'entreprise.

Dans ce contexte mouvant, EDF s'est efforcée de présenter les meilleurs comptes possibles. C'est pourquoi la Cour dans ses derniers contrôles a émis l'avis que les comptes de l'électricien national étaient réguliers et sincères. Elle a néanmoins considéré qu'ils ne donnaient pas une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat des exercices contrôlés, en raison des engagements de retraite dont le montant n'était pas mentionné dans le hors bilan. Cette difficulté est désormais en passe d'être levée.

Pour autant, la situation des comptes d'EDF n'est pas stabilisée. Alors qu'elle jouissait d'un monopole quasi-total, l'entreprise évolue dans un marché de plus en plus ouvert à la concurrence. Certaines données aujourd'hui en vigueur seront demain remises en cause. A titre d'exemples, le réseau de transport de l'électricité (RTE) pourrait être filialisé, la politique de retraitement des déchets pourrait être modifiée, les dispositifs assurant la disponibilité des fonds destinés au démantèlement des centrales nucléaires et aux déchets pourraient être plus contraignants.

A cela s'ajoute l'évolution rapide des normes et référentiels comptables. A ce titre, l'entrée en vigueur des normes IFRS constitue une révolution pour toutes les entreprises, y compris pour EDF.

La difficulté d'interpréter les comptes et à en tirer une appréciation des performances économiques et financières d'EDF peut ainsi être illustrée par trois exemples extrêmes :

- l'application du règlement sur les passifs en 2002 et l'obligation correspondante de doter en une seule fois des provisions pour démantèlement auparavant étalées sur toute la durée de vie des installations s'est traduite paradoxalement par un dégonflement du total de provisions au bilan et un accroissement correspondant des fonds propres, grâce au jeu de l'actualisation ;

- l'allongement de la durée de vie comptable des centrales nucléaires, décidé en 2003, qui traduit une forte amélioration de la valeur économique du parc a entraîné une baisse significative de leur valeur historique à l'actif du bilan.. Quant à l'impact attendu sur le résultat, il n'a pas pu être concrétisé en 2003 du fait des changements intervenus dans une norme IFRS encore non stabilisée ;

- alors que l'activité de production et de vente d'électricité en France est restée durablement bénéficiaire sur la période, contribuant pour près de 1.5Md€ à la formation du résultat net consolidé en 2002, cette année est cependant celle qui marque le point bas des performances affichées d'EDF avec un résultat social - celui de l'établissement public, par opposition au résultat de ses filiales de diversification sectorielle ou à l'étranger - qui chute à -1,1 Md€.

Ces variations, parfois « contre intuitives », des comptes et des indicateurs de résultats qui en découlent rendent complexe l'évaluation des véritables performances de l'entreprise et leur évolution dans le temps. On peut penser que les comptes d'EDF mériteront un traitement spécifique pour être parfaitement lisibles, sauf si la doctrine comptable propose des outils mieux adaptés au cas des entreprises comme EDF dont les cycles de production peuvent atteindre et dépasser le siècle.

EDF a jusqu'à maintenant utilisé les marges de manœuvre non négligeables que lui laissaient ses référentiels comptables, qui eux-mêmes ont évolué, pour lisser son résultat et améliorer la structure de son bilan. L'établissement public n'a, ce faisant, commis aucune irrégularité mais il n'a guère facilité l'interprétation de ses comptes.

La transformation du statut de cette entreprise publique, son exposition bientôt totale à la concurrence, sans parler de sa cotation probable sur le marché financier à la suite de l'ouverture de son capital, ne manqueront pas d'élever les exigences de transparence de ses nouveaux partenaires pour tout ce qui concernera le domaine comptable. L'Etat, qui selon la loi a vocation à demeurer l'actionnaire majoritaire, aura à cet égard une responsabilité particulière dont les conséquences ne peuvent être sous-estimées car les marchés risquent de sanctionner sévèrement les obscurités ou les incertitudes pesant sur les résultats ou les charges à venir.

La Cour recommande donc que dès maintenant EDF utilise pleinement les annexes de ses comptes pour rendre la lecture de ceux-ci aussi claire et aussi peu contestable que possible. Elle recommande de même que l'entreprise, une fois achevée le passage aux normes IFRS de sa comptabilité, s'abstienne de procéder à des changements de méthodes ou d'estimations trop fréquents, sauf s'ils sont dûment justifiés et bien expliqués.

*RÉPONSE DU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE
L'INDUSTRIE*

L'insertion de la Cour des comptes intitulée « les spécificités d'EDF et leur traduction comptable » appelle de ma part des remarques concernant essentiellement les concessions de distribution d'électricité.

Il convient en premier lieu de rappeler que l'ouverture progressive à la concurrence, qui permet aux consommateurs d'électricité de choisir leur fournisseur, ne remet pas en cause le rôle d'EDF et des distributeurs non nationalisés en tant que concessionnaires pour le développement et l'exploitation des réseaux de distribution publique d'électricité qui sont la propriété des collectivités locales.

En outre, il est prématuré d'affirmer que le traitement comptable de ces concessions sera lui aussi remis en cause, dans la mesure où le référentiel des normes comptables internationales, qui sera applicable à partir des comptes consolidés 2005, n'est pas encore stabilisé.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF)

Ce rapport public constituera une base de réflexion pour EDF soucieuse de poursuivre le travail important de fiabilisation des comptes réalisé durant ces dernières années et souligné par la Cour.

Je voudrais insister sur les facteurs qui concourent à la clarification des comptes et notamment, les effets induits par la transformation en société anonyme et par la prochaine ouverture du capital d'EDF. La standardisation internationale des référentiels comptables, largement engagée, conduit à l'adoption de concepts mieux partagés et plus lisibles. L'anticipation dès 2003, de l'actualisation des provisions, soulignée par la Cour, a été effectuée par EDF dans cet esprit.

Par ailleurs lorsque l'entreprise est amenée à procéder à des interprétations comptables, celles-ci sont toujours faites dans le cadre des règles et les estimations sont scrupuleuses, l'ensemble étant audité par les corps de contrôle externes et indépendants.

Pour ce qui concerne les observations formulées par la Cour, vous trouverez, ci-joint en annexe, la position de l'entreprise. Je souhaite pour ma part évoquer trois points particuliers.

- *Le dossier « régime particulier des retraites » est en passe d'être réglé : son financement organisé par la loi et négocié dans ses modalités entre les différentes parties intéressées conduira l'entreprise dès 2005 à présenter en comptabilité l'ensemble des obligations encourues à ce titre, selon des schémas qui permettront de lever la réserve que faisaient les Commissaires aux Comptes sur ce sujet depuis 1997.*
- *Le mode de comptabilisation de l'économie des concessions est présenté par la Cour comme dépassé dans son cadre législatif et contractuel présent, avec des conséquences majeures sur les comptes de l'entreprise. EDF ne partage pas cette analyse : le statut de concessionnaire obligé s'impose par la volonté réaffirmée du législateur. Les droits et obligations du concessionnaire ne sont remis en cause ni sur le plan juridique, ni sur le plan économique par l'éligibilité progressive des clients finals. Les provisions de renouvellement sont pour l'entreprise assimilables à des dettes (non financières) à l'égard des collectivités locales concédantes. Le domaine, il est vrai, n'est pas spécifiquement couvert par les normes comptables internationales actuellement en vigueur ; il n'est ni possible, ni souhaitable d'anticiper les conséquences des modifications éventuelles que pourront apporter les réflexions en cours des organismes de normalisation.*
- *Le traitement comptable des engagements nucléaires de long terme est effectué dans le respect des règles et de la doctrine comptable élaborées par le Comité de standardisation des normes comptables internationales (IASB). Etablies à partir d'échéanciers prudents et d'estimations scrupuleuses, les provisions présentées dans les comptes représentent la meilleure appréciation actuelle des coûts futurs attendus. Ainsi, les provisions d'EDF pour la fin de cycle du combustible nucléaire traduisent, malgré les incertitudes notamment institutionnelles qui s'imposent à l'entreprise, un processus industriel complet, réaliste et prudent.*

Pour conclure, je voudrais également vous dire que je n'ai aucun doute sur la capacité d'EDF à garantir durablement la lisibilité de ses comptes avec le bénéfice des évolutions déjà réalisées.

Annexe à la réponse du Président d'Electricité de France (EDF)

1^e PARTIE : Observations générales

1 - Les engagements de retraite

Le dossier « régime particulier des retraites » est en passe d'être réglé : son financement organisé par la loi du 9 août 2004 (titre IV) et négocié dans ses modalités entre les différentes parties intéressées conduira l'entreprise dès 2005 à présenter en comptabilité l'ensemble des obligations encourues à ce titre selon des schémas qui permettront de lever la réserve que faisaient les Commissaires aux Comptes sur ce sujet depuis 1997.

En ce qui concerne la réforme du financement du régime des retraites, le dispositif prend effet au 1^{er} janvier 2005, ses modalités d'application étant précisées par décrets et aux termes de conventions avec le régime général d'assurance vieillesse et les régimes complémentaires AGIRC et ARRCO.

Le régime spécial des retraites des IEG est maintenu. Son financement est diversifié, notamment au-travers d'un adossement financier aux régimes de retraite du droit commun précités ce qui, à la fois, est un gage de pérennité pour le régime spécial et permet aux entreprises de limiter le provisionnement des engagements de retraite à la part habituellement couverte par les grandes entreprises relevant des régimes de retraite du droit commun.

La gestion du régime spécial est assurée par la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG), organisme paritaire de sécurité sociale, personne morale distincte d'EDF, à laquelle l'ensemble des salariés et des employeurs de la branche des IEG seront obligatoirement affiliés.

Les droits à la retraite des salariés relevant du régime spécial des IEG restent inchangés. Seules les modalités de financement du régime spécial sont modifiées.

Ainsi, la Caisse des IEG va conclure des conventions financières avec la CNAV (régime général) et l'AGIRC-ARRCO, pour le financement par ces régimes, à compter du 1^{er} janvier 2005, d'une partie des droits à retraite servis par le régime spécial de retraite des IEG (les « droits de base », identiques à ceux des salariés affiliés à ces régimes), en contrepartie du paiement de cotisations libératoires et, en ce qui concerne le régime général d'assurance vieillesse, d'une contribution exceptionnelle, forfaitaire et libératoire (« soulte »). Les clauses techniques et financières qui permettent de respecter le principe de neutralité financière de la réforme pour les régimes de droit commun, font, dans leur détail, l'objet des conventions qui seront conclues entre la CNIEG et ces régimes, et qui seront approuvées par l'Etat.

Suivant ces conventions financières, les obligations qui seront à la charge des entreprises de la branche peuvent se décliner de la manière suivante :

- *pour la CNAV, versement d'une soulte de 7,649 milliards d'euros dont 40 % sont à la charge des entreprises des IEG et seront payés en 2005, et 60 % sont financés, avec un étalement sur 20 ans, par la Contribution Tarifaire sur l'Acheminement de l'énergie (CTA), dont le principe, expliqué infra, assure la neutralité de la réforme pour le consommateur final.*
- *pour les régimes complémentaires, le projet de convention prévoit un taux de reprise partiel des droits passés, une participation aux réserves de ces régimes de 0.7 Md€ payable en 2005 et une soulte de 0.9 Md€ au maximum. Ce dernier montant sera éventuellement versé à compter de 2010 et son niveau pourra être ajusté à la baisse lors de l'application à cette date de la clause de revoyure prévue par les conventions avec les régimes complémentaires.*

La loi prévoit que les « droits spécifiques » des IEG (correspondants à des prestations supplémentaires par rapport aux droits de base) déjà acquis au 31 décembre 2004, ainsi que la contribution exceptionnelle forfaitaire et libératoire à verser aux régimes de droit commun, seront financés par une contribution tarifaire assise sur les tarifs d'acheminement d'électricité pour la part des activités de transport et de distribution de l'électricité.

Cette contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sera versée directement par les entreprises à la Caisse des IEG. Son mode de collecte similaire à celui de la TVA (collecte et reversement) s'accompagnera d'une baisse corrélative du chiffre d'affaires. A sa mise en place, elle sera donc neutre pour les clients.

Les entreprises de la branche des IEG supporteront en revanche dans leurs bilans la charge des droits spécifiques acquis au 31 décembre 2004 pour les autres activités (notamment production et commercialisation), ainsi que les droits spécifiques qui seront acquis à compter du 1^{er} janvier 2005 pour l'ensemble de leurs activités.

La garantie de l'Etat est octroyée à la Caisse sur l'ensemble des droits spécifiques passés.

Le nouveau régime de retraite prenant effet au 1^{er} janvier 2005, les décrets et conventions conclus avec les régimes de droit commun permettront de déterminer le montant des paiements et des provisions à constituer dans les comptes d'EDF par imputation sur les capitaux propres tant au titre des droits spécifiques acquis au 31 décembre 2004 qu'au titre des « soultes », pour les activités autres que le transport et la distribution.

La réforme du système de financement des retraites des Industries Electriques et Gazières (IEG) a été conçue pour respecter une stricte neutralité financière vis à vis des caisses et des salariés du privé. La réforme du financement doit se traduire effectivement par une amélioration des flux futurs de charges, mais, compte-tenu des soultes versées dès l'origine au régime de droit commun et des provisions inscrites dans les comptes au 1^{er} janvier 2005, la réforme doit être neutre sur les capitaux propres cumulés et actualisés de l'entreprise sur une longue période.

2. Les concessions

Le mode de comptabilisation de l'économie des concessions est présenté par la Cour comme dépassé dans son cadre législatif et contractuel présent, avec des conséquences majeures sur les comptes de l'entreprise. EDF ne partage pas cette analyse : le statut de concessionnaire obligé s'impose par la volonté réaffirmée du législateur. Les obligations du concessionnaire ne sont remises en cause ni sur le plan juridique, ni sur le plan économique par l'éligibilité progressive des clients finals.

Les provisions de renouvellement sont pour l'entreprise assimilables à des dettes (non financières) à l'égard des collectivités locales concédantes.

Le domaine, il est vrai, n'est pas spécifiquement couvert par les normes comptables internationales actuellement en vigueur et il n'est pas possible d'anticiper les conséquences des modifications éventuelles que pourront apporter les réflexions en cours des organismes de normalisation.

Selon EDF, les obligations du concessionnaire figurant au contrat doivent être respectées sans qu'y fasse obstacle le fait que l'entreprise est par la loi, concessionnaire permanent des réseaux ; l'ouverture prochaine à la concurrence, du marché de la fourniture aux clients domestiques, ne remet pas en cause cet état de droit.

La situation de concessionnaire obligé s'impose par la volonté du législateur (de 1946, 2000 et 2004) et se traduit par des contrats de concession.

Ce particularisme d'EDF en sa qualité de concessionnaire national imposé aux collectivités organisatrices d'un service public local a été relevé dès l'origine par la doctrine juridique, qui considérait que les contrats d'EDF n'étaient pas véritablement des concessions, mais plutôt des formes particulières de conventions d'organisation du service public (en ce sens voir l'article du Doyen Jean-Marie Auby « La notion de concession et les rapports des collectivités locales et des établissements publics de l'électricité et du gaz dans la loi du 8 avril 1946 », Cahiers juridiques de l'Electricité et du Gaz, 1949, p. 2).

Il n'en demeure pas moins que la loi a confirmé à plusieurs reprises la qualification de service public local pour la distribution publique et de concessions de service public pour les contrats passés par les autorités concédantes avec EDF. Ces contrats doivent donc être qualifiés de concession par détermination de la loi, avec les conséquences juridiques qui en découlent (application du CGI et du droit comptable, application des "principes généraux de la concession").

La situation de concessionnaire obligé ne comporte aucune dérogation : les clauses des contrats s'appliquent comme pour tout contrat administratif et le traitement comptable des concessions par EDF traduit cette situation juridique.

Les droits et obligations du concessionnaire ne sont remis en cause ni sur le plan juridique, ni sur le plan économique par l'éligibilité progressive des clients finals :

- *Sur le plan juridique : l'éligibilité totale des clients en 2007, touchant à la fois l'exclusivité de la desserte sur le territoire de la concession et son corollaire, l'obligation de fourniture aux clients, ne conduit pas à remettre en cause les obligations contractuelles d'EDF concessionnaire :*

En premier lieu, l'éligibilité est une faculté, non une obligation comme l'a indiqué le Conseil d'Etat dans son avis du 8 juillet 2004. Tant qu'un consommateur ne fait pas jouer ses droits, EDF est tenu de le traiter comme un client non éligible.

En second lieu et en tout état de cause, les critères essentiels du droit des concessions sont préservés, nonobstant l'éligibilité totale.

Ces critères essentiels sont l'exercice même du service public, une rémunération du concessionnaire sur les usagers du service ou liée aux résultats de l'exploitation du service dans une proportion substantielle et enfin la gestion du service aux risques et périls du concessionnaire.

Or l'éligibilité, comme on le verra ci-après, ne détruit pas par elle-même, le lien entre la rémunération du concessionnaire et l'exploitation du service, ni ne fait disparaître la gestion aux risques et périls du concessionnaire.

Le concessionnaire demeure bien chargé de l'exercice même du service public. L'exclusivité de la fourniture ne correspond qu'à une partie de l'objet de la concession. La mission du concessionnaire relative à l'exploitation du réseau de distribution resterait maintenue à travers son rôle de gestionnaire de réseau public de distribution (GRD). L'exploitation des ouvrages au sens du cahier des charges recouvre la mission de GRD définie par la loi du 10 février 2000. Font également partie du service public de l'électricité la fourniture d'électricité aux clients éligibles n'ayant pas

trouvé d'autres fournisseurs et la fourniture de secours au titre des articles 1er et 2 de la loi du 10 février 2000⁸⁵ (cf. infra).

Par ailleurs, le concessionnaire a toujours la possibilité "de percevoir auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge", conformément à l'article 1er du cahier des charges. Aussi le concessionnaire pourra-t-il non seulement percevoir les tarifs d'utilisation du réseau - ces utilisateurs apparaissant alors comme les usagers du service -, mais encore percevoir les tarifs liés à la fourniture d'énergie électrique aux clients éligibles n'ayant trouvé aucun autre fournisseur (art. 2-III-3°) et ceux liés à la fourniture de secours (art. 2-III-2°). De même, le concessionnaire devra pouvoir continuer à demander une participation pour toute demande de raccordement au sens du cahier des charges. On doit noter que la question du montant des redevances n'est pas indifférente. Ces dernières doivent être également intégrées dans le calcul des charges supportées par le concessionnaire, qu'il doit pouvoir compenser.

Mais l'équilibre économique ne repose pas sur la perception des seuls tarifs auprès des usagers. Il peut dépendre également des "éléments de rémunération extérieurs" tels que, au cas précis, le tarif d'utilisation des réseaux publics et la compensation des charges imputables aux missions de service public, par exemple celles prévues à l'article 5-II de la loi du 10 février 2000⁸⁶.

Ainsi, sous réserve de l'équilibre économique des contrats de concession, apprécié contrat par contrat ou sur le plan national, le maintien de l'objet de la concession de distribution publique d'électricité, malgré l'éligibilité totale, apparaît comme une application du principe de mutabilité, selon lequel "le régime des services publics doit pouvoir être adapté, chaque fois qu'il le faut, à l'évolution des besoins collectifs et aux exigences de l'intérêt général. Il impose qu'il n'y ait pas d'obstacles juridiques (résultant

85 A supposer même que ces deux fournitures "résiduelles" soient assumées à l'avenir par un ou plusieurs fournisseurs et donc soient extraites par le législateur du cadre de la concession, le service limité à la seule mission de GRD n'en aurait pas moins le caractère de service public.

86 Art 5-II : " Dans le cadre du monopole de la distribution, les charges qui découlent des missions mentionnées au II de l'article 2 en matière d'exploitation des réseaux publics [...] sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité instituée par l'article 33 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946. Ces charges comprennent : 1° Tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution [...]".

notamment de droits acquis ou d'engagements contractuels) aux mutations à réaliser ».87

Dans ces conditions, les cahiers des charges sont et demeurent en vigueur ; ils constituent le cadre contractuel régissant les droits, obligations et prérogatives du concessionnaire.

Sur le plan économique : il convient de rappeler que la perception d'une rémunération par le concessionnaire sur la vente du service aux usagers est le principe même d'une délégation de gestion de service public.

La concession de distribution d'électricité comprend à la fois l'activité d'investisseur/gestionnaire/exploitant du réseau de distribution pour tous les points de livraison (usagers ou abonnés) et l'activité de commercialisation pour la clientèle non éligible, celle n'ayant pas fait valoir son éligibilité ou n'ayant pas trouvé de fournisseur ou encore celle recourant au fournisseur de secours.

A noter que, pour les clients éligibles ayant fait valoir leur éligibilité, la part « acheminement » fait l'objet d'une rémunération du concessionnaire, le fournisseur se rémunérant par le prix de vente de l'énergie, en dehors du champ concessif.

Le tarif intégré de vente d'électricité aux usagers de la concession constitue donc bien la rémunération du concessionnaire pour l'ensemble des activités qu'il exerce sur la concession.

Le fait que le tarif de vente comprenne formellement, depuis la loi de février 2000, deux parts, la part acheminement et la part fourniture, ne remet pas en cause ce principe de rémunération du concessionnaire sur les usagers de la concession.

En effet, ce tarif de vente d'électricité est régulé au plan national par :

- une régulation historique par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (DIDEME) du tarif intégré de vente (total des deux parts acheminement et fourniture) aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait valoir leur éligibilité. Cette régulation découle de la péréquation tarifaire nationale et est la seule ressentie par l'utilisateur de la concession.*
- une régulation plus récente par la CRE (2000) de la seule part acheminement. Cette régulation est liée à l'objectif d'accès transparent et non discriminatoire des tiers au réseau et n'est ressentie explicitement que par la clientèle éligible ayant souscrit un contrat CARD.*

87) R. Chapus, *Droit administratif général*, tome I, p. 576.

La Loi du 9 août 2004 tout en supprimant la provision pour charges futures maintient l'obligation affectant la constitution de la provision pour renouvellement (avant le terme de la concession).

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 libère EDF de ses obligations liées aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. Mais ce faisant elle confirme de manière implicite la force des obligations concernant le renouvellement des autres ouvrages, c'est à dire ceux dont le renouvellement doit avoir lieu avant le terme du contrat de concession en cours.

Ces dernières obligations liées à l'article 10 du cahier des charges des concessions aboutissent à des financements pour le compte des collectivités locales qui sont très vigilantes sur ce sujet. Dans ces conditions, pour EDF, ces provisions ont bien un caractère de dette (non financière).

Par ailleurs si l'amélioration du résultat permise par la suppression de la provision pour charge future est bien d'environ 200 M€ par an, cette amélioration n'est que temporaire (il y a au contraire augmentation des charges, après renouvellement des concessions).

Enfin, il faut noter que cette clause qui allège dans un premier temps les obligations de l'entreprise, accompagne d'autres mesures en relation avec les collectivités locales qui alourdissent les obligations d'EDF et notamment le transfert gratuit aux concédants du réseau HTA appartenant en propre à EDF.

3 - Dépenses de fin de cycle des combustibles irradiés et déchets radioactifs

Concernant l'évaluation des provisions, le domaine de l'énergie nucléaire est en soi un domaine particulier, mais les règles comptables ne sont pas inadaptées à des cycles qui effectivement peuvent atteindre des durées très longues (par exemple pour la déconstruction, mais aussi pour les stockages de déchets). En effet, si à partir de spécifications externes, des échéanciers de décaissements prudents et une estimation scrupuleuse sont établis, les provisions présentées dans les comptes représentent la meilleure appréciation des coûts futurs attendus au moment où elles sont établies. Ainsi, les provisions d'EDF pour la fin de cycle du combustible nucléaire traduisent, malgré les incertitudes notamment institutionnelles qui s'imposent à l'entreprise, un processus industriel complet, réaliste et prudent.

La Cour note (I.C – 1a) que la constitution par EDF d'une provision pour la gestion à long terme des déchets radioactifs de haute activité à vie longue, objets de la loi du 30 décembre 1991, est une opération délicate dans la mesure où « alors qu'elle ne dispose ni d'un cadre institutionnalisé offrant une solution de référence, ni de la maîtrise technique du développement de cette solution, ni de la maîtrise financière correspondante ou de quelque

garantie que ce soit, en l'absence de tout engagement irrévocable de l'ANDRA, EDF doit choisir un scénario, le justifier et le chiffrer ».

Pour EDF, les provisions pour la fin de cycle du combustible nucléaire traduisent, malgré les incertitudes notamment institutionnelles qui s'imposent à l'entreprise, un processus industriel complet, réaliste et prudent :

- La provision pour retraitement du combustible usé traduit l'ensemble des éléments financiers relatifs aux opérations suivantes :
 - o le transport du combustible usé des centrales EDF à l'usine COGEMA de La Hague ;
 - o le traitement du combustible usé à La Hague, i.e., la séparation des déchets ultimes des matières recyclables, leur conditionnement et l'entreposage des déchets conditionnés dans les installations spécifiques de La Hague ;
- La provision relative à la gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue décrit la suite du processus, sur la base d'une hypothèse financièrement prudente, techniquement réaliste et cohérente avec la pratique internationale, d'un stockage en couches géologiques profondes. Plus précisément, elle intègre, pour la part revenant à EDF :
 - o le coût de développement et de construction d'un stockage géologique ;
 - o le transport et la mise au stockage des déchets conditionnés ainsi que l'ensemble des coûts d'exploitation relatifs à cette opération ;
 - o le coût de fermeture du stockage.

Il faut noter que les coûts d'entreposage des déchets avant le stockage profond sont pris en compte dans la part « retraitement » de la provision de fin de cycle, conformément au contrat qui lie EDF et COGEMA.

Concernant le chiffrage pris en compte pour la constitution de la provision relative à la gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue, EDF a choisi de continuer à retenir le devis produit par l'ANDRA en 1996 et de ne pas s'appuyer sur les nouvelles évaluations qui ont été communiquées par l'Agence en 2003 dans la mesure où celles-ci faisaient l'hypothèse d'un stockage « direct » (sans retraitement préalable) d'une partie du combustible usé, ce qui n'est pas cohérent avec le processus décrit dans la provision de fin de cycle.

De plus, l'écart constaté entre les chiffrages réalisés par l'ANDRA en 2003 et les évaluations internationales disponibles mérite un travail d'approfondissement, qui rend prématurée toute tentative de traduction comptable.

Ce travail est en cours dans le cadre d'un groupe de travail piloté par la DGEMP et regroupant en outre les Directions du Budget et du Trésor, l'ANDRA, AREVA, le CEA et EDF. Dans le mandat de ce groupe de travail, le Directeur Général de l'Energie et des Matières Premières précise qu'« il paraît nécessaire qu'un référentiel puisse être établi de façon à constituer des données communes aux différents intervenants, validées par les Pouvoirs publics et reposant sur les travaux de l'établissement public responsable de la gestion à long terme des déchets radioactifs et des études relatives à l'axe 2 de la loi de 1991, l'ANDRA. Ainsi, le mandat de ce groupe sera d'identifier et d'explicitier les hypothèses et bases techniques nécessaires pour le travail de chiffrage. Ces données seront rassemblées dans un document de synthèse, destiné à constituer le référentiel commun mentionné plus haut et à fonder le travail d'évaluation des provisions. Un tel référentiel permettra notamment aux Commissaires aux comptes d'effectuer leur travail de vérification. »

L'avancement actuel des travaux de ce groupe ne remet pas en cause le montant de la provision d'EDF relative à la gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue, dont il convient de rappeler qu'elle est le résultat d'une traduction financièrement prudente du devis de 1996.

Par ailleurs, EDF attend de l'aboutissement du processus prévu par la loi du 30 décembre 1991 qu'il permette une clarification essentielle concernant les modalités de gestion à long terme qui pourraient être retenues, en fonction des résultats des recherches. EDF note à ce propos que la Commission Nationale d'Evaluation considère dans son rapport de 2004 qu'« en 2006, il n'existera pas d'obstacle dirimant qui empêcherait le législateur de prendre une décision de principe quant au stockage de déchets à vie longue dans le secteur étudié ».

L'information fournie en annexe aux comptes a été complétée dès 2003, le rapport annuel sur les comptes d'EDF pour 2003 indiquant (page 39): « cette provision est susceptible d'être revue en fonction d'un nouveau devis qui serait établi par l'ANDRA en 2004 ».

Enfin, à fin juin 2004, ce texte a été complété de la façon suivante : « L'évaluation ANDRA de 1996 est en cours d'actualisation. Notamment, un groupe de travail réunissant d'une part les administrations concernées et d'autre part, les producteurs (EDF, AREVA, CEA) a été constitué début 2004 par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) pour élaborer un référentiel permettant d'identifier et d'explicitier les hypothèses et bases techniques nécessaires pour le travail de chiffrage des coûts de référence pour un stockage géologique profond. Ce groupe de travail doit remettre un premier rapport pour la fin 2004 et un rapport élargi est demandé pour le second trimestre 2005 ».

2^e PARTIE : Observations diverses

1. La Cour indique au sujet de la comptabilisation des opérations de trading qu' « EDF aurait donc pu modifier son mode de comptabilisation dès l'arrêté des comptes de 2002, le 26 mars 2003 »

EDF s'est préoccupée de cette question dès l'exercice 2001. La comptabilisation des opérations de trading a en effet donné lieu à des échanges avec les Commissaires aux comptes durant cet exercice. Ces derniers ont alors confirmé à EDF que « s'agissant d'opérations d'achat et de vente d'énergie (livraisons physiques) faites par EDF T pour son propre compte (et non en tant que mandataire), ces dernières doivent figurer respectivement dans les charges et les produits d'EDF. Il ne nous semble pas possible à ce stade de la législation en vigueur en France de retraiter ces opérations dans le résultat consolidé. Les éventuelles livraisons entre EDF et EDF T s'élimineront dans le cadre des flux intra-groupe mais les livraisons auprès d'autres tiers resteront dans le chiffre d'affaire consolidé ».

Cette analyse n'a pas été remise en cause en 2002.

Ce n'est qu'à la suite d'une évolution sur ce domaine des normes US GAAP (parution de l'EITF (Emerging Issues Task Force) N° 02-3, et de la pratique d'autres groupes qu'EDF a modifié à partir de 2003 son mode de comptabilisation. Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont donc à partir de ce dernier exercice, et en accord avec ses Commissaires aux Comptes, comptabilisées, dans les comptes consolidés, nettes des achats, conformément à ce qui était alors devenu la nouvelle pratique du secteur.

Il faut ajouter comme le précise d'ailleurs la Cour, que les charges ont été impactées de manière symétrique lors de la suppression du netting et qu'au total le résultat net avant et après netting n'est pas affecté ; EDF a également publié en 2003 un chiffre d'affaires 2002 pro forma prenant en compte ce changement de méthode comptable.

2. La Cour indique : « Enfin, EDF a fait le choix d'actualiser ses provisions de long terme à un taux d'actualisation de 5 % ce qui correspond, compte-tenu du taux d'inflation estimé à 2 %, à un taux d'actualisation net de 3 %. L'adoption de ce retraitement, non prévu par le règlement sur les passifs,... ».

Il n'y avait pas véritablement de choix pour EDF dans les dispositions retenues dans la mise en œuvre en 2002 du règlement sur les passifs.

En effet, s'il est vrai que les règles françaises (PCG et règlements et avis sur les passifs) n'abordaient pas le sujet de l'actualisation⁸⁸, la norme IAS37 la rendait obligatoire en 2005. Dans ces conditions, quelle aurait été la signification d'un mouvement très défavorable en 2002, suivi d'un mouvement de sens contraire en 2005 (dont le caractère obligatoire à terme était déjà connu en 2002) ? EDF n'a pas estimé en l'occurrence qu'il y avait choix.

3. La Cour indique : « Nette d'impôt, l'incidence sur les capitaux propres est plus limitée en raison d'une charge fiscale de 803 M€, d'autant plus lourde qu'elle n'était pas nécessaire, puisque correspondant à une application anticipée de la norme par EDF. On peut raisonnablement penser que, placée devant un choix similaire, une autre entreprise aurait fait un choix différent afin de ne pas accroître sa charge fiscale, même au prix d'un affichage comptable moins favorable ».

Le choix d'anticiper l'application de la norme ne peut être considéré comme la raison de l'aggravation de la charge fiscale, qui réside en fait dans l'option d'actualiser les provisions de long terme. L'application non anticipée dudit règlement effectuée selon les mêmes modalités se serait traduite par une charge fiscale identique.

4. La Cour indique : « Il appartiendra à l'Etat, qui selon la Loi a vocation à en demeurer l'actionnaire majoritaire, de veiller au bon usage de marges de manœuvre comptables dont l'entreprise continuera de disposer »

La formulation de la Cour ne prend pas en compte les actions passées et présentes des corps de contrôle existants (autre la Cour), et en particulier les Commissaires aux Comptes, mais aussi l'actionnaire dont les contrôles s'exercent déjà notamment via le Comité d'Audit.

⁸⁸) La Commission des études comptables du CNC (bulletin du CNCC de mars 2002) considère que la meilleure estimation de la sortie de ressource, évoquée par l'article 323-2 du PCG révisé, peut être soit la valeur nominale, soit la valeur actualisée.