





## Les Fausses factures

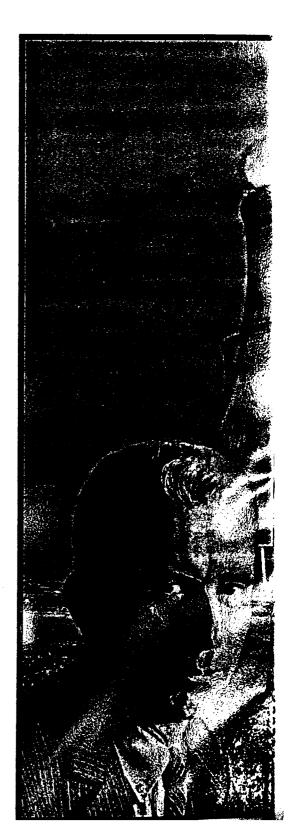
La crise du Golfe et la question de l'effet de serre ont redonné espoir à l'industrie nucléaire. Mais EDF vient de décider de reconvertir au gaz certaines centrales nucléaires. A tout le moins s'impose une étude économique sérieuse. Pour autant qu'on puisse en juger, il reste encore à l'énergie nucléaire à faire la preuve de sa compétitivité. Même en France.

I y a des idées aussi solidement établies 🗘 que les colonnes du temple de Jérusalem. Telle la compétitivité de l'énergie nucléaire. Si une partie de la population craint le nucléaire en raison de ses dangers ou du souvenir de Tchernobyl, la plupart d'entre nous accepte le postulat qu'avec ses 55 réacteurs en service, notre pays a fait une bonne affaire. Plusieurs signaux récents conduisent à tempérer cette évidence. Le rapport sur « Le bilan du secteur nucléaire civil en France », dit rapport Rouvillois, rendu en 1989, conclut: « Sur une base strictement économique, la production d'électricité nucléaire, faute de bénéficier de tous les effets favorables liés à un parc de centrales standardisé et de grande taille, ne disposera pas inéluctablement d'un avantage de compétitivité » (1).

De son côté, après avoir noté qu'entre 1974 et 1989 EDF (Electricité de France) avait subi des pertes onze fois et un résultat positif seulement cinq fois, le rapport de la Cour des comptes 1990 affirme que « l'effet favorable sur les coûts de la substitution du nucléaire à des combustibles plus onéreux s'est estompé dès 1987 ». Et si ces éléments ne suffisaient pas à s'interroger, voilà que la libérale Angleterre échoue à privatiser son électricité nucléaire (depuis lors regroupée dans la société publique Nuclear Electric), la City ayant jugé qu'elle ne serait pas rentable. L'obsolescence du parc anglais n'explique pas seulement cet échec, puisque les centrales PWR, de facture plus moderne, ne sont pas non plus apparues compétitives par rapport aux centrales au charbon.

La question du vrai coût du nucléaire n'est pas de celles, en France, où l'information officielle sera d'un grand secours. Le document sur lequel le gouvernement fonde publiquement son analyse émane de la Direction de l'énergie du ministère de l'Industrie. Intitulé « Les coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique », il ne fournit pas les éléments nécessaires à

Socialisme oblige ? La nucléocratie française n'est plus dirigée par des hommes du sérail. Patron du CEA, Philippe Rouvillois (à g.) est inspecteur des finances. Il a distillé l'idée sulfureuse que la rentabilité du nucléaire est conditionnelle. Patron d'EDF, Pierre Delaporte (à d.), vient de Gaz de France. Or le gaz...



<sup>(1)</sup> Les trois rapporteurs étaient Henri Guillaume, René Pellat, Philippe Rouvillois. Celui-ci a été nommé en juillet 1989 administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Le rapport n'a pas été publié, mais est diffusé sur demande.

## du Nucléaire



une réflexion approfondie. Il donne sans véritable discussion le « coût du kWh (kilowattheure) produit en base » (2) : nucléaire, 21-22 centimes ; charbon, 27-32 ; cycle combiné gaz naturel, 28-43. Conclusion : le nucléaire est rentable, point. Une seule interrogation, sibylline, apparaît dans la dernière phrase de ce document de 23 pages : « Il devrait être examiné en temps utile l'opportunité d'une certaine diversification des outils de production. » On verra plus loin la portée de cette timide suggestion.

a première question est de savoir com-⊿ bien coûte effectivement l'électricité produite en France. Le prix officiel de l'électricité nucléaire est calculé en prévision : combien coûtera 1 kWh produit par une centrale qui entrerait en service en 1995 ? Cette approche adoptée tant par l'étude du ministère de l'Industrie que par celles de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire appartient malgré tout au passé. Elle se justifiait quand le parc nucléaire était jeune et en pleine expansion: il s'agissait d'évaluer, sans beaucoup d'expérience, combien cela pourrait coûter. Elle est insuffisante dès lors que le parc a atteint sa pleine dimension et, pour une bonne part, le tiers ou plus de sa durée de vie.

Par ailleurs, à l'encontre de la communauté nucléaire internationale, EDF ne cite jamais qu'un « facteur de disponibilité », c'est-à-dire le temps pendant lequel une centrale tourne effectivement. Mais comme elle n'est pas forcément à son rendement maximal, cet indice n'est pas un indicateur économique utile. L'hebdomadaire spécialisé Nucleonics Week, par exemple, ne retient dans son compte rendu mensuel de la production mondiale que le facteur de charge, c'està-dire le rapport entre la production effective et la production maximale possible. Ainsi une centrale de 1 000 MWe pourrait produire, dans les 8 760 heures d'une année, 8,76 milliards de kWh. Si elle produit 4,38 milliards, son facteur de charge est de 50 %.

Le pivot de la compétitivité du nucléaire

A taux d'utilisation comparable, les centrales de 1 300 MWe semblent moins rentables que les centrales classiques.
Celles de 900 MWe ne sont plus rentables que pour un facteur de charge supérieur à 50 %.

	)([[	aelea Nikwi	KEVER	189		
CLASSIQUE (charbon,	gaz et fie	oui)				
18.7		32,6	2.3	¥.		
GRAPHITE/GAZ		•				
	a ideal se	38	%	52,4		
FILIERE 900 MWe						
17,4		2050			69.6	%
FILIERE 1300 MWe	_					
	25,9				7 %	

COULDIN	Met Politani		uakus Paariakiis	<b>(2314=119)</b> :53	DE CHARG
4	100%	70 %	60%	40 %	20 %
CLASSIQUE	18,6	20,2	20,8	23,5	31,5
GRAPHITE/GAZ	38,2	41,9	44,1	51,1	73,7
900 MWe	14,2	17,3	19,0	25,0	43,2
1300 MWe	18,1	<b>22,5</b>	25,0	33,5 Sec.	59,3

tient à ce que le combustible y est moins onéreux que dans la production « classique ». En revanche, le coût de l'investissement est beaucoup plus élevé. Pour que l'économie induite par un moindre coût du combustible compense le surcoût d'investissement des centrales nucléaires, il faut qu'elles fonctionnent le plus longtemps possible. C'est

pourquoi l'analyse économique doit porter sur le fonctionnement réel du parc et son facteur de charge. Le vrai document de référence est édité par le service de la production thermique d'EDF. Sa diffusion est restreinte. Intitulé « Statistiques 1989 », il détaille notamment les dépenses d'exploitation nécessaires à la production d'électricité et permet de retrouver son coût effectif. Le tableau 1 (ci-contre) montre, d'après ce document, ce qu'a vraiment coûté en 1989 la production d'électricité à EDF. Ce calcul a été effectué en additionnant, pour chaque filière, les coûts fixes et les coûts de combustible correspondant à la production effective, et en rapportant la somme au nombre de kilowatts effectivement produits.

La première chose qui saute aux yeux, c'est que le graphite-gaz (la première génération des centrales nucléaires françaises, mise

au point dans les années 60) est hors de prix. La logique veut que ces centrales soient fermées rapidement, ce qu'EDF entreprend. Chinon A3 a cessé de fonctionner le 15 juin dernier, Saint-Laurent A1 le 18 avril. Chooz doit être arrêtée en 1991, Saint-Laurent A2 en 1992, Bugey 1 en 1994. Mais on voit aussi que les chiffres du tableau 1 ne prennent leur sens que si on les interprète à la lumière du facteur de charge correspondant. On serait ainsi tenté de penser que le nucléaire n'est rentable par rapport au classique que si celui-ci n'est

EDF continue
à mettre en
service ou à
construire huit
tranches de 1 300
ou 1 400 MWe.
Les charges
d'amortissement
vont donc
repousser
d'autant
la compétitivité
réelle de ces
équipements

<sup>(2) «</sup> En base », c'est-à-dire dans l'hypothèse où les centrales fonctionnent le plus longtemps possible dans l'année. Le document retient un fonctionnement ininterrompu (8 760 heures par an), ce qui n'est, en pratique, pas possible.

### LE MOX : UNE ECONOMIE DOUTEUSE

ers 1995, l'usine Melox de la Cogema, à Marcoule (Gard), produira 115 tonnes de Mox (mixed oxyde fuel). Un combustible composé d'un mélange d'uranium appauvri (93 %) et de plutonium (7%). Avantage: il peut se substituer au combustible en uranium enrichi habituellement utilisé dans les réacteurs nucléaires. L'intérêt économique de cet investissement de 1.5 milliard de francs n'est pas évident dans le contexte d'un uranium durablement peu cher: il suppose que les problèmes techniques que pose son utilisation n'entraînent pas un coût supérieur aux 500 millions de francs qu'EDF estime qu'il lui fera gagner sur ses achats annuels de combustible.

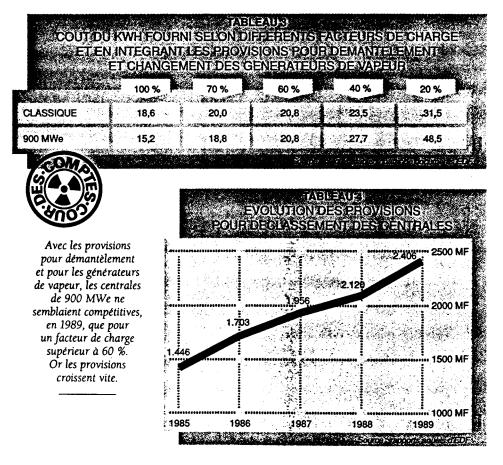
En fait, son principal intérêt est de justifier le retraitement des déchets radioactifs de l'usine de La Hague. Ce retraitement consiste à séparer le plutonium des autres produits de fission. Originellement, le plutonium était censé alimenter les surgénérateurs. Mais l'échec de ceux-ci transforme le plutonium produit par La Hague en un déchet particulièrement encombrant, ce qui met en cause tout l'intérêt économique de l'option retraitement (voir Dynasteurs, juin 1988). Comment alors justifier celle-ci? Le Mox apporte un début de réponse. Un modeste début, puisque l'usine ne pourra guère traiter que 10 % du plutonium produit par les centrales françaises.

que faiblement exploité (facteur de charge de 18,7 % contre près de 70 % pour les 900 MWe).

Pour lever toute ambiguïté, on peut établir une grille de rentabilité des centrales EDF en fonction des facteurs de charge. On voit sur le tableau 2 (ci-contre) que le graphite-gaz est définitivement un luxe inutile. Les centrales de 1 300 MWe ne battent le classique qu'audelà d'un facteur de charge de 70 %. On a vu (tableau 1) qu'il n'était en 1989 que de 57 %. Seules les centrales de 900 MWe tirent leur épingle du jeu. Celles de 1 300 MWe sont handicapées par le fait qu'elles supportent des charges d'amortissement très lourdes, étant donné leur jeunesse. En effet, EDF adopte un amortissement dégressif sur les dix premières années de ses centrales, après quoi on revient à un amortissement linéaire. On pourrait donc s'attendre à voir le parc des 1 300 MWe rejoindre progressivement les performances économiques des 900 MWe. Mais EDF continue à mettre en service ou à construire huit tranches de 1 300 ou 1 400 MWe (3). Les charges d'amortissement vont donc rester lourdes jusque vers 1998-2000, repoussant d'autant la compétitivité réelle de ces équipements par rapport au classique.

ais venons-en aux centrales de 900 MWe. Les chiffres du service de la production thermique ne comprennent pas toutes les charges liées au nucléaire. Ils n'incluent ni les provisions pour démentèlement ni les provisions pour remplacement des générateurs de vapeur, qui sont portées au bilan de l'établissement. Rappelons que les coûts de démantèlement concernent les dépenses qui seront nécessaires, lors de la fermeture de la centrale, pour rendre le site à d'autres utilisations, la radioactivité ayant été enlevée. Quant aux générateurs de vapeur, il faut les remplacer, leurs tubes présentant des risques de rupture.

(3) Mises en service: Cattenom 3, Penly 1 et Golfech 1 en 1990, Cattenom 4 en 1991, Chooz B1 et Penly 2 en 1992, Golfech 2 et Chooz B2 en 1993. Soit 10 700 MWe supplémentaires. Civaux 1 pourrait être commandée en 1991.



LES FAUSSES FACTURES DU NUCLEAIRE



En 1989, EDF a provisionné 2 406 millions de francs pour le démantèlement et 1 415 millions pour les générateurs de vapeur. Cette dernière charge est spécifique au parc de 900 MWe; quant à la première, nous n'en imputons aux 900 MWe que la part qui leur revient. Ce qui conduit à un nouveau prix de revient du kWh (tableau 3). La limite de compétitivité des 900 MWe remonte à un facteur de charge de 60 %. Autrement dit, alors que la doctrine officielle affirme que la compétitivité du nucléaire par rapport au charbon s'établit entre 2 000 et 4 000 heures de fonctionnement, on calcule aisément que, pour la partie du parc la plus performante, les 900 MWe, elle était en 1989 plus proche de 5 250 heures. Or les provisions pour démantèlement croissent chaque année à un rythme supérieur au taux d'inflation (tableau 4).

Tous avons jusqu'ici analysé les coûts d'exploitation reconnus par EDF. Mais d'autres coûts, incombant soit à EDF, soit à la collectivité, soit aux deux, ne sont pas pris en compte dans le bilan économique réel du nucléaire. Premier coût non retenu : Superphénix. Ce surgénérateur de 1 300 MWe est géré par la Nersa, société possédée à 51 % par EDF (les autres partenaires étant l'italien Enel, pour 33 %, et l'allemand SBK pour 16 %). Officiellement, Superphénix a coûté plus de 27 milliards de francs. EDF n'a payé que 8 des 14 milliards de la part française, le reste provenant du CEA (Commissariat à l'énergie atomique) ou de l'Etat.

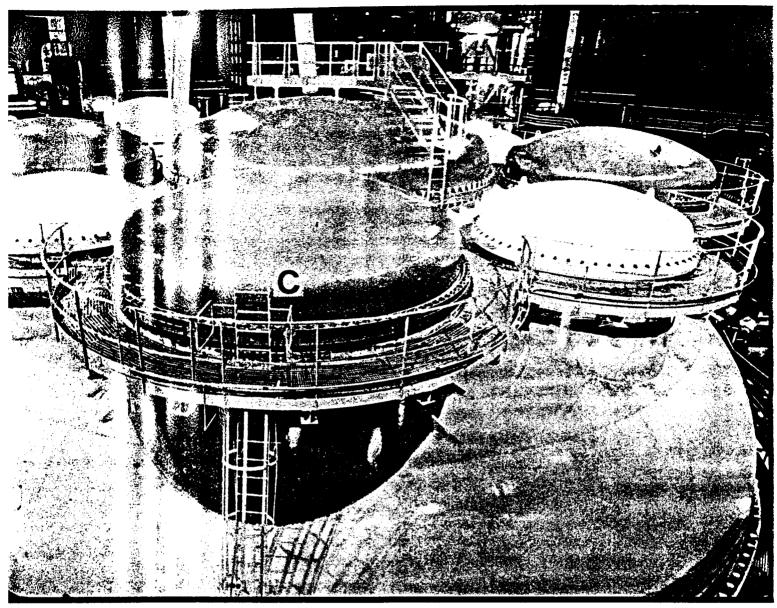
Deuxième poste mal intégré: la recherche. Il n'est supporté qu'en partie par EDF, le reste étant essentiellement imputable au CEA. D'après le rapport annuel 1989 du CEA, le Commissariat a reçu, pour ses seules activités civiles, 72,7 milliards de francs constants (1989) entre 1980 et 1989. D'après les indications du rapport, on peut estimer que 60 % de cet argent concernent directement la recherche nucléaire. Mais comme le note le rapport Rouvillois, « il est très difficile, pour ne pas dire impossible, de connaître avec précision le coût historique des principaux programmes de recherche ».

Troisième coût non intégré : la surcapacité. La foi dans le nucléaire a entraîné EDF « Aux alentours de l'an 2000, on sait que nos ventes ne croîtront plus. Ce sera une révolution pour EDF. Il faut absolument diminuer notre endettement »

dans un programme d'équipement excessif, qui a conduit à une situation nettement surcapacitaire. Celle-ci est reconnue officiellement, même si elle est jugée « transitoire ». C'est une des raisons de la faiblesse relative des facteurs de charge des centrales. Compte tenu de la mise en service prévue de nouvelles centrales, cette surcapacité devrait croître plus vite que la demande. A notre connaissance, elle n'a pas fait l'objet d'une étude de coût global. Le surcoût est de toute évidence considérable.

On le retrouve en partie dans la dette d'EDF: 230 milliards de francs, qui a entraîné en 1989 des frais financiers de 28 milliards de francs, près de 20 % du chiffre d'affaires de l'établissement. Un problème dont Emmanuel Hau, directeur des services juridiques et financiers de l'établissement, explique la portée: « Aux alentours de l'an 2000, on sait qu'il y a un moment où nos ventes ne croîtront plus. Ce sera une révolution pour EDF où, depuis 1946, on a toujours

LES FAUSSES FACTURES DU NUCLEAIRE



connu la croissance. On pourrait se dire : on remboursera à ce moment. Le problème, c'est qu'il faudra se cement re le estir pour renouveler les équipements. Deux il faut absolument diminuer le coût de l'endettement. »

La solution, c'est de vendre de l'électricité à tout prix. Un exemple parmi d'autres : la

Quel que soit le bien-fondé de l'aventure des surgénérateurs (ci-dessus, Superphénix), il faut en intégrer le coût dans la facture du nucléaire. De même que celui de la recherche en général. Mais de l'aveu de Philippe Rouvillois lui-même, l'exercice est voué à l'échec.

France est ainsi le seul pays au monde à développer intensément le chauffage électrique (64 % du logement neuf en 1989). L'argument est que l'électricité, grâce au nucléaire, coûte moins cher qu'ailleurs. Mais pour le consommateur, le chauffage électrique, moins coûteux à l'investissement, revient deux fois plus cher à l'usage que les autres moyens de chauffage. La démarche a d'ailleurs son revers pour l'établissement public lui-même. En effet, on se chauffe surtout en hiver. La demande d'électricité croît alors fortement. Le parc nucléaire, surabondant le reste de l'année, ne suffit plus à cette « pointe » et l'on doit faire fonctionner des centrales classiques, ce qui représente un coût élevé puisqu'elles marchent très peu de temps dans l'année. La boucle est bouclée...

Quatrième coût non intégré: bien que la perspective d'un accident nucléaire majeur soit improbable, elle n'est pas inenvisageable. Il convient donc d'inclure son coût potentiel dans le raisonnement. Au cas où un tel accident se produirait, le plafond de la responsabilité de l'exploitant a été porté par l'Assemblée nationale le 1<sup>er</sup> juin 1990 à 600 millions de francs. Cette disposition reprend dans son principe la loi Price-Anderson, votée aux Etats-Unis en 1957, visant à limiter la responsabilité des exploitants de centrales nucléaires. L'Etat prendrait en charge les dépenses dépassant ce plafond. EDF ne supporte donc pas des charges d'assurance proportionnelle au risque. D'après l'économiste russe Y. Koryakin (4), l'accident de Tchernobyl aura coûté entre 170 et 215 milliards de roubles d'ici à l'an 2000, soit entre le quart et le tiers du PNB de

l'URSS en 1988. Quant à l'accident de Three Mile Island (1979), ses coûts directs ont été évalués en 1986 par le cabinet américain Komanof Energy Associates à 4 milliards de dollars, soit plus de 20 milliards de francs (5).

Cinquième coût non intégré: le renforcement des normes. Avec l'ouverture du marché européen de l'électricité, on s'achemine clairement vers une européanisation des normes. Celles qui sont pratiquées dans lespays voisins, et particulièrement en Alle-

(4) « The cost of the Chernobyl accident », in *The Wall Street Journal* du 28 mars 1990.

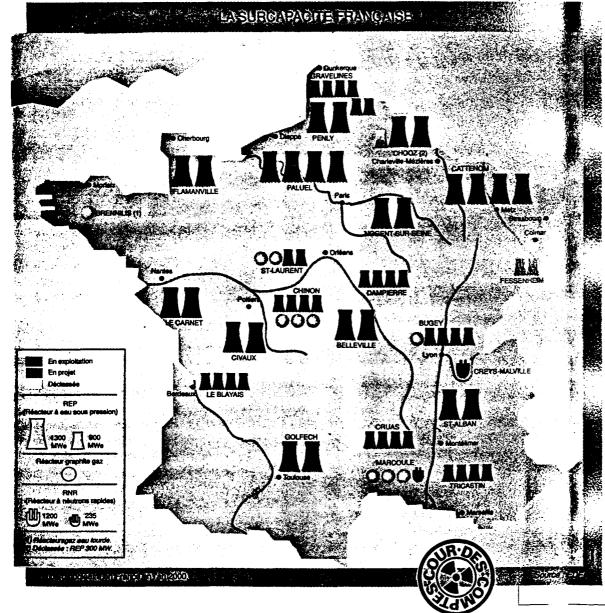
(5) Science et Vie nº 829.

#### LE NUCLEAIRE DANS LE MONDE

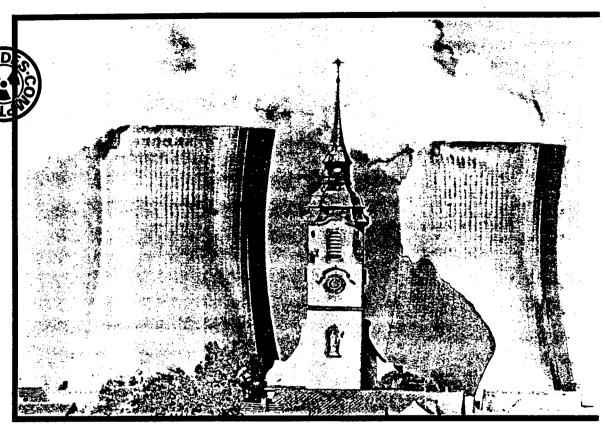
e nucléaire est-il la sidérurgie de demain? Il est en état de crise depuis maintenant plus de dix ans. Le mal de présente cependar: une robuste constitution: avec 430 réacteurs installés dans 27 pays, le nucléaire fournit 17 % de l'électricité mondiale, 23 % de l'électricité des pays de l'OCDE. Et certains pays s'affichent bien au-dessus de ces nive ax, comme la France (75 ), la Belgique (61 %), la Corée du Sud et la Hongrie (50 %), la Suède (45 %) ou l'ex-RFA (34 %). Mais, hormis en Asie du Sud-Est et dans une certaine mesure en France, tous les programmes nucléaires sont stoppés tandis que les perspectives de développer le nucléaire dans les pays du tiers monde sont pratiquement réduites à néant.

La crise date du virage pris par les Etats-Unis qui, dans les années 70, ont progressivement cessé toute nouvelo commande (les Etats-Unia conservent cependant le premier parc du monde, avec 112 réacteurs installés). Le mouvement a pris un tour définitif avec l'accident de Three Mile Island, en 1979, tandis que les pays européens suivaient, avec quelque années de retard, la même oie. L'accident de Tchernobyl a généralisé cet arrêt, y compris dans les pays d'Europe de l'Est.

Les me ets le reconnaissent à vaix laisse : 60 réacteurs, c'est trop. Comme le savent les industriels du monde entier, la surcapacité a un coût. Comment chiffrer celui du nucléaire français?



LES FAUSSES FACTURES DU NUCLEAIRE



Grafenrheinfeld, en Bavière, vu par un photographe écologiste. Pour exprimer le fait qu'une centrale représente aussi un coût social, qui s'étale sur plusieurs générations.

magne, sont plus strictes que les françaises. Par exemple, le niveau autorisé des rejets d'effluents liquides (hors tritium) est jusqu'à dix fois plus bas en Allemagne qu'en France. De même, la Commission internationale de protection radiologique (CIPR), dont les recommandations sont reprises par l'Organisation mondiale de la santé ou l'Agence renationale de l'énergie atomique, a diminue la limite annuelle de dose de radioactivité acceptable pour le public de 0,5 rem par personne en 1977 à 0,1 rem en 1985. Une recommandation dont on ne peut exclure qu'elle s'applique-un jour en Europe.

C ixil an de coût mal intégré : EDF provisions pour démantèle-Calcuia ment sur la base d'un coût actualisé de 15 % du coût d'investissement des centrales. Encore ne s'agit-il pas là d'un démantèlement complet (dit de « niveau 3 », selon la classification de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire) was l'un démantèlevoir enlevé le ment de niveau 2 où. inchéité par une combustible, on renforce chape de béton en attendant que la radioactivité décroisse spontanément. En clair : on ferme la centrale, on effectue les travaux de niveau 2 et on laisse passer de cinquante à cent ans. La centrale reste dans le paysage, ce qui représente un coût social et un coût financier pour les générations futures. Si en revanche on pratique un démantèlement complet dans la décennie suivant la fermeture, le coût approche de 50 à 60 % de l'investissement de construction de la centrale. C'est la conclusion d'une étude de la SGN

(Société générale pour les techniques nouvelles, filiale de la Cogema), citée par le rapport Rouvillois.

Septième catégorie de coûts mal intégrés : les déchets. La théorie veut qu'on enfouisse dans des couches géologiques profondes les déchets à vie longue, c'est-à-dire dont la radioactivité reste significative pendant plusieurs milliers d'années. D'après le rapport Rouvillois, le budget d'investissement d'un site souterrain d'enfouissement des déchets (environ 10 milliards de

francs) est « probablement sous-estimé ». Quant aux déchets de « faible et moyenne activité », le rapport d'activité 1989 du SCSIN (Service central de sûreté des installations nucléaires) en décrit ainsi le sort : « 1 million de mètres cubes pourront être stockés sur une surface de 100 hectares. Il sera exploité pendant une trentaine d'années, ensuite il sera surveillé pendant trois cents ans, puis banalisé sans restriction géolo-

gique. » Le coût en est évidemment difficile à apprécier. Comme pour le démantèlement, il sera en grande partie supporté par les générations futures.

Lors de la privatisation de l'électricité britannique, ce problème n'a pas échappé aux milieux financiers : interrogé par une commission d'enquête parlementaire, Duncan Clegg, de Lazard Brothers, observe : « Les risques attachés au cycle de dechets » leur retraitement, is demontelement et l'élimination des déchets » sont inquan-

Avec l'avènement du cycle combiné, les centrales classiques vivent une cure de jouvence.
Rendement exceptionnel, investissement modéré, gestion souple, pollution réduite... que demande le peuple ?



tifiables, parce que beaucoup d'entre eux relèvent d'activités futures, cent ans ou plus dans le cas du démantèlement, impliquant peut-être des procédés que personne n'a jamais expérimentés. » (6)

Mais revenons au présent. Même sans les oublis ou incertitudes que nous venons de décrire, le parc nucléaire est moins compétitif qu'on le dit. D'autant que le secteur classique, de son côté, se modernise à grands pas. Avec l'arrivée du cycle combiné, les centrales thermiques classiques vivent une véritable cure de jouvence. De quoi s'agit-il? D'une turbine à gaz dont on augmente le rendement en récupérant les gaz d'échappement chauds pour faire tourner une deuxième turbine. Le rendement électrique atteint alors 53 %. Une technique d'autant plus intéressante que, construites en moins de trois ans et avec un investissement faible (de l'ordre de 4 000 francs par kW installé, contre environ 10 000 francs pour un kW nucléaire), les centrales à cycle combiné permettent de s'adapter rapidement à une situation mouvante. En outre, le cycle combiné est moins polluant que les centrales au charbon (notamment pour le gaz carbonique).

En attendant la rentabilité de la gazéifica-

(6) Le 28 février 1990. Voir : « in cost of nuclear power », House of Commons, Energy Committee, Ed. HMSO, 1990.

#### Enfants nés après Tchernobyl. Face à l'horreur la notion de coût paraît dérisoire. On peut aussi penser qu'un accident de cette ampleur est difficilement imaginable en France. Mais toute catastrophe génère des coûts objectifs, qu'il faut prendre en compte.

tion du charbon, la rentabilité du cycle combiné ne dépend que de l'évolution du prix du gaz. EDF a chiffré la limite. Un rapport confidentiel présenté fin 1988 au comité économique et commercial (qui rassemble tous les mois les dirigeants de l'établissement) écrit : « Dans le contexte des prix des combustibles et des coûts d'investissement actuels, le cycle combiné au gaz apparaît comme le moyen le plus compétitif, au plan international avec des marges importantes, et même sur la base des coûts français où il y a quasiment indifférence entre nucléaire et gaz. »

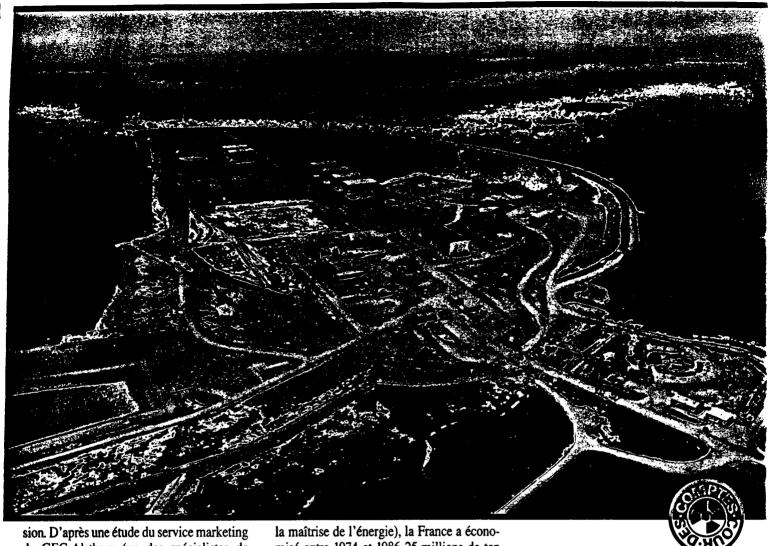
L'étude détermine le prix du gaz à partir duquel le cycle combiné devient compétitif par rapport au nucléaire français : 5 \$/MBTU (million de british thermal unity). Soit, si les prix du gaz et du pétrole restent étroitement liés, environ 36 dollars le baril de pétrole. Alors que, sauf guerre dans le Golfe, les experts estiment que le pétrole trouverait son point d'équilibre à moyen terme à 25 dollars le baril... Pas étonnant que le cycle combiné connaisse une forte expan-

# LES REACTEURS DU FUTUR MODERNISATION OU REVOLUTION?

n redémarrage dinucléaire ? Pariêtre. Mais il ne se ferait pas avec la génération actuelle de réacteurs, les PWR (Pressurised Water Reactors), qui constituent la plus grande part du parc mondial, mais avec des réactions d'une conception plus tuelle, dénommés « réacteurs du futur ».

Deux écoles techniques s'opposent. Schématisons: les Américains et les Européens. Ils partent de la même idée, l'absolue nécessité d'accroître les para mètres de sûreté, mais divergent sur les moyens de la réaliser. Les deux projets américains (Westinghouse et General Electric) définissent un réacteur entièrement nouveau, moins puissant (environ 600 MW) et possédant des systèmes de sécurité automatiques, réagissant sans intervention humaine en cas d'incident. Pour les Européens, et notamment les Français (projet REP 2000), les réacteurs actuels ont fait leurs preuves, et l'on peut conserver leurs principes de base en les actualisant.

La querelle technique renvoie à des expériences différentes: les Américains ne fabriquent plus de centrales en nombre significatif depuis plus de quinze ans, et repartent donc logiquement de presque zéro, tandis que les Français ont pu faire évoluer doucement leurs réacteurs et prévoient non moins logiquement de moderniser cet outil qui donne, grosso modo, satisfaction.



sion. D'après une étude du service marketing de GEC-Alsthom (un des spécialistes de cette technique), le parc installé dans le monde en cycle combiné est passé de 18 000 MWe en 1980 à 50 000 MWe en 1990, et devrait quadrupler d'ici à l'an 2000.

Autre moyen intéressant de production d'énergie : la cogénération. Il s'agit d'une

Vérité

des tarifs,

transparence

des coûts...

Renoncer

à la fausse

logique

de l'indice

des prix...

technique dans laquelle la vapeur issue de la production d'électricité est récupérée pour en utiliser la chaleur, par exemple dans un réseau de chauffage. Le rendement énergétique total se situe autour de 80 %. Le coût attractif de l'énergie produite, difficile à généraliser, explique que, d'après l'Agence internationale de l'énergie, la cogénération représentait en 1987 une capacité installée 78 000 MWe. Un peu plus que

le cycle combiné. En France, elle est utilisée par des industriels (Vittel, Roussel-Uclaf, les papeteries Cascades) en des collectivités (Metz, hôpital de Pau)...

D'après l'AFME (Agence française pour

la maîtrise de l'énergie), la France a économisé entre 1974 et 1986 25 millions de tep (tonne équivalent pétrole) chaque année grâce à un investissement cumulé de 100 milliards de francs, soit la production annuelle d'environ 20 réacteurs nucléaires pour un investissement deux fois inférieur. Une comparaison qui explique qu'en Californie, par

exemple, la loi impose aux producteurs d'électricité la règle du « least cost »: il leur faut prouver qu'un investissement dans un nouveau moyen de production est plus rentable qu'un investissement conduisant à économiser l'énergie. Le ministre de l'Industrie, Roger Fauroux, évaluait début septembre à 30 millions de tep l'économie annuelle réalisable en France dans les dix prochaines années.

Avec 30 réacteurs nucléaires complétés par des moyens plus souples, EDF aurait sans doute approché l'optimum économique. Avec plus de 50 réacteurs – et bientôt près de 60 – le bilan change du tout au tout. A mots couverts et en privé, divers cadres

Vue aérienne du centre de stockage en surface de déchets nucléaires à Soulaines (Aube). Mise en service : deuxième semestre 1991. Selon Duncan Clegg, de Lazard Brothers, « les risques attachés au cycle des déchets – retraitement, démantèlement, élimination – sont inquantifiables ».

d'EDF esquissent la conclusion qui devrait en être tirée : arrêt des commandes jusqu'à l'an 2000 et investissement vers 1995-1996 dans des moyens de production « classiques » pour couvrir les « pointes ».

Il semble assez clair qu'une mise à plat du dossier économique de l'électricité s'impose. Cela exigerait un audit réalisé par des professionnels extérieurs à EDF et sans doute étrangers, afin d'être aussi dégagés que possible de l'influence des lobbies français. Jusqu'à présent, les gouvernements successifs ont avalisé la stratégie de l'établissement en échange d'une sévère compression tarifaire. Cette politique fondée sur la fausse logique de l'indice des prix doit être renversée : vérité des tarifs, transparence des coûts.

Hervé Kempf