

# L'économie : Petits arrangements avec les réalités

*« Les difficultés rencontrées par la France pour assurer de façon satisfaisante son approvisionnement en énergie ne recevront de solution à moyen terme qu'en recourant largement à l'énergie nucléaire : elle seule apporte en effet, dans ce délai, des réponses aux problèmes posés en termes de prix de revient, de balance des paiements, de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance nationale »*

***Rapport d'Ornano, 1974 – justifiant le lancement du programme Messmer de 1973***

*« L'ère du pétrole bon marché, c'est fini. Le nucléaire est plus que jamais une industrie d'avenir et une énergie indispensable. (...) L'électricité qui sort d'un EPR est 30 à 50 % moins chère que l'électricité qui sort d'une centrale à gaz ou au charbon. On peut devenir exportateur d'électricité, alors qu'on n'a ni pétrole, ni gaz. C'est une chance historique de développement. »*

***Nicolas Sarkozy, 3 juillet 2008 – Discours au Creusot annonçant la décision de construire un 2<sup>ème</sup> EPR***

L'énergie nucléaire est présentée comme un atout essentiel pour l'économie française, à la fois parce qu'elle contribue à la sécurité énergétique du pays et parce qu'elle fournit aux industriels et aux ménages français une énergie abondante et bon marché. Même si l'on peut difficilement prétendre dégager un bilan complet des impacts positifs et négatifs de l'option nucléaire sur l'économie dans sa globalité, il existe des éléments factuels essentiels qui font apparaître le fossé profond qui sépare les sempiternels discours sur l'énergie nucléaire de la réalité économique.

## **Aucune avance compétitive claire**

L'idée selon laquelle le choix nucléaire de la France est positif pour l'économie nationale est profondément ancrée dans l'esprit de beaucoup de gens. La plupart des politiciens et des responsables économiques du pays en sont fermement persuadés. Mais de quel avantage s'agit-il vraiment ? En un mot, l'économie française n'a pas obtenu de résultats meilleurs que ceux de pays comparables et se situe même plutôt au dessous de la moyenne de l'Union européenne, dans laquelle des pays sans nucléaire ont enregistré des taux de croissance de PIB plus élevés.

Le bénéfice, s'il existe, ne peut être observé à un niveau aussi global. Il faut donc rechercher un indicateur plus spécifique. Le recours constant à l'argument clé de « l'indépendance énergétique » pour promouvoir l'utilisation de l'énergie nucléaire en France semble indiquer que la facture énergétique, c'est-à-dire la balance commerciale entre les importations et les exportations françaises d'énergie, est l'indicateur le plus pertinent.

## **Une protection sans grand effet contre les importations**

Un des objectifs essentiels du programme nucléaire est d'éviter les coûteuses importations énergétiques. La mise en œuvre d'un parc de 58 réacteurs a apparemment permis de réduire considérablement la facture énergétique en la ramenant de 28 milliards d'euros en 1984 (alors qu'elle ne s'élevait qu'à 3 milliards d'euros en 1973), à 10 milliards d'euros en 1988. Ceci est toutefois en contradiction avec le fait que les importations de pétrole, qui représentent le poste le plus lourd dans la facture énergétique, ont été en augmentation constante et continuent encore de progresser. En d'autres termes, la baisse de la facture énergétique s'explique essentiellement par la chute de 250 % des cours du pétrole en 1986 et leur relative stabilité au cours des années qui ont suivi.

La contribution de l'énergie nucléaire, qui a représenté environ 78 % de l'électricité produite en France en 2007, semble considérable. Pourtant, dans les faits, l'électricité n'a couvert que 20,7 % de la consommation d'énergie finale en France en 2007, alors que les Français ont la plus forte consommation d'électricité par habitant dans l'Union européenne. Si l'on prend en compte la part importante de la capacité nucléaire utilisée effectivement pour des exportations d'électricité, la part globale de l'énergie nucléaire dans la consommation énergétique finale se situe aux alentours de 14 % (286 TWh).

Il n'est donc pas surprenant que la consommation d'énergie finale de la France soit couverte à plus de 70 % par des combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon), une situation qui n'est pas très différente de celle de pays comparables. Si la réduction de la dépendance pétrolière était réellement l'objectif, le développement de l'énergie nucléaire a été un échec patent. Le secteur des transports, qui était déjà le plus gros consommateur de pétrole au début des années 1970, s'est tellement développé que l'augmentation de 70 % de sa consommation de pétrole dépasse largement l'impact de la substitution par le nucléaire dans la production électrique.

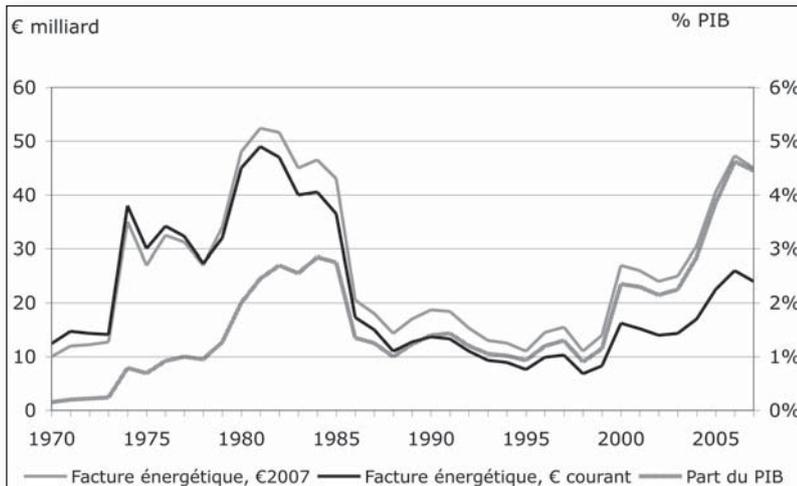
L'augmentation continue de la consommation pétrolière entraînée par le secteur des transports a amené la dépendance de la France vis-à-vis du pétrole à un niveau record de 48 % de la consommation d'énergie finale en 2007. L'insuffisance de l'énergie nucléaire face à cette dépendance croissante par rapport aux importations est apparue dès la fin des années 1990, lorsque la facture énergétique est repartie à la hausse. La crise pétrolière actuelle vient à nouveau mettre en lumière l'incapacité de l'énergie nucléaire à tenir ses promesses et à épargner à l'économie française un nouveau choc du type de celui de 1973. Elle a fait grimper la facture énergétique à des niveaux records qui flirtent avec 50 milliards d'euros, un seuil qui sera probablement franchi en 2008<sup>1</sup>. Le Gouvernement a récemment noté que la facture énergétique du pays, de 44,8 milliards d'euros en 2007, a fait passer la balance commerciale globale de la France d'un excédent de 5,6 milliards d'euros sans l'énergie à un déficit de 39,2 milliards d'euros<sup>2</sup>.

L'impact de la substitution par le nucléaire dans la production électrique devrait, néanmoins, être pris en compte. Il dépend évidemment beaucoup des énergies primaires auxquelles les réacteurs nucléaires sont censés se substituer. Pour un calcul de ce type, le ministère français de l'Industrie se base généralement sur une « règle de substitution » dans laquelle toute production nucléaire viendrait remplacer celle d'une centrale au fioul avec un rendement énergétique de 38 % (correspondant aux vieilles centrales thermiques des années 1970). Cette méthode a été utilisée pour augmenter artificiellement le poids de la substitution par le nucléaire dans le bilan énergétique jusqu'en 2001, date à laquelle la France a abandonné sa comptabilité énergétique particulière au profit des normes comptables internationales de l'AIE.

Il serait plus raisonnable pour cette comparaison de considérer que les réacteurs nucléaires remplacent des centrales à gaz, comme le montrent les tendances du parc de production électrique européen. Pour produire les 310 TWh nécessaires pour assurer aux consommateurs finaux français l'équivalent des 286 TWh finaux d'électricité fournis par l'énergie nucléaire, il faudrait alors 49 Mtep de gaz naturel. Ceci représenterait une augmentation de 10,7 milliards d'euros des importations de gaz, sur la base des 9 milliards d'euros qui ont effectivement servi à l'importation par la France de 41,3 Mtep de gaz en 2007. Cette valeur se situe dans le haut de la fourchette des besoins en gaz dans un tel calcul de simulation. Le programme nucléaire français a eu en effet une influence négative sur d'autres politiques qui auraient pu être développées plus largement si une autre option énergétique avait été adoptée dès les années 1970 (énergies renouvelables pour le chauffage et l'électricité, amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, etc.) qui réduirait les besoins en énergie finale pour fournir des services énergétiques équivalents à ceux qui sont assurés par l'énergie nucléaire. En outre, le développement massif du chauffage électrique aurait pu être évité, et une part importante du chauffage pourrait être assurée plus efficacement par des systèmes de chauffage central au gaz que par une combinaison de centrales au gaz et de chauffage électrique, ce qui permettrait là encore de réduire la quantité de gaz nécessaire pour fournir le même service.

1 - En particulier si la hausse des prix du pétrole au cours du premier semestre 2008 se confirmait pendant le second semestre. La faible diminution de la facture énergétique en 2007 par rapport à 2006 est essentiellement due aux effets combinés d'un hiver doux et d'un taux de change fort de l'euro par rapport au dollar.

2 - Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), *Facture énergétique de la France en 2007*, juin 2008. (<http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pdf/facture-2007.pdf>)

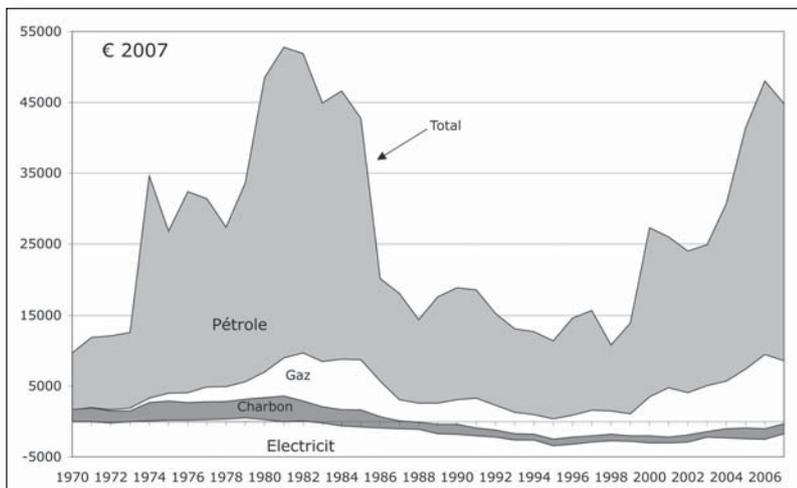


*Graphique 1. La facture énergétique de la France et sa part dans le PIB, 1970-2007 [source : DGEMP, 2008]*

### Exportations d'électricité : le coût croissant de la surcapacité

Ces différents éléments en disent suffisamment sur la protection que l'énergie nucléaire est censée apporter vis-à-vis de l'augmentation des importations de pétrole et de gaz à des prix croissants. On prête également au nucléaire le mérite de dégager des bénéfices commerciaux sur les exportations d'électricité. Depuis 1981, la France a toujours été un pays exportateur net d'électricité, avec une forte augmentation qui lui a permis d'atteindre 50 TWh en 1991 et un niveau record de 77 TWh d'exportations nettes en 2002. Le solde net des échanges est redescendu à 56,8 TWh en 2007, sous l'effet combiné d'une légère diminution des exportations et d'une augmentation des importations. Un tel niveau n'existe dans aucun autre pays d'Europe.

Les échanges d'électricité, qui correspondent à des exportations nettes de 4,9 Mtep, restent en fait marginaux par rapport aux importations nettes de pétrole et de gaz qui ont atteint 130 Mtep en 2007 (90 Mtep de pétrole et 40 Mtep de gaz). Toutefois, la structure des exportations d'électricité, qui se caractérise par le fait qu'elle restent très élevées alors que le poids économique des importations de pétrole et de gaz s'accroît, n'a rien à voir avec la sécurité énergétique. Ces exportations sont la conséquence de la surcapacité des centrales nucléaires françaises.



*Graphique 2. Répartition de la facture énergétique de la France par source d'énergie, 1970-2007 [source : DGEMP, 2008]*

Du fait de prévisions erronées sur la consommation électrique, qui n'a pas progressé aussi rapidement que cela avait été annoncé, et de l'absence d'une adaptation en temps voulu de la programmation de la construction des centrales nucléaires, le parc nucléaire français s'est retrouvé dès le milieu des années 1980 avec une importante surcapacité qu'on a pu estimer entre 12 et 16 réacteurs nucléaires. La capacité installée totale de production électrique a atteint 115,9 GWe à la fin de 2007, dont 63,3 GWe pour l'énergie nucléaire. Ce chiffre est à comparer à une demande en pointe de 89 GWe en 2007, mais aussi à une demande minimum de 31,6 GWe respectivement à la mi-décembre et à la mi-août, ce décalage très important s'expliquant principalement par le recours généralisé au chauffage électrique pour le chauffage des locaux en France.

Du fait de la nécessité technique et économique pour les réacteurs nucléaires de fonctionner autant que possible en base, leur production est excédentaire pendant de longues périodes dans l'année. Les exportations d'électricité ont donc été un moyen d'utiliser une partie de cette surcapacité et de payer les coûts d'investissements échoués.

Au milieu des années 1980, EDF a conclu des contrats à long terme pour la livraison d'électricité en base à des électriciens étrangers en Belgique, en Suisse, en Allemagne, en Italie, en Espagne et au Royaume-Uni, en proposant des tarifs très bas et des garanties de fourniture très élevées. On peut s'interroger sur les profits annoncés par EDF et le gouvernement en lien avec ces contrats, les données commerciales n'ayant jamais été fournies pour les confirmer. En revanche, des évaluations indépendantes montrent que les recettes officiellement générées par ces exportations restent inférieures au coût officiel de la production nucléaire, ce qui laisse penser que les exportations d'électricité ont entraîné d'importantes pertes qui se situeraient entre 0,8 et 6 milliards d'euros par an (pour la période 1995-2001)<sup>3</sup>.

Dans le même temps, l'augmentation constante de la demande d'électricité de pointe introduit certains changements de priorités. Une bonne partie des contrats à long terme n'ont pas été renouvelés à leur échéance en 2005, et il est devenu de plus en plus nécessaire d'importer pendant les périodes de forte demande. Pendant de telles périodes, le prix de l'électricité peut devenir beaucoup plus élevé sur le marché européen que lorsque les centrales nucléaires en surcapacité ont de l'électricité excédentaire à vendre. La balance commerciale des échanges d'électricité reste positive mais évolue de façon négative. Les prix moyens des échanges d'électricité pour les années 2006-2007 font apparaître des prix d'importation de 2,5 à 3,1 fois plus élevés que les prix d'exportation, un ratio qui doit être envisagé avec une certaine prudence puisque la fourchette des prix pour l'électricité en base et en pointe est beaucoup plus large et que les échanges physiques semblent inclure l'utilisation des lignes françaises pour le transit entre des pays voisins (essentiellement de l'Allemagne vers la Suisse).

## Pas de tendance claire pour les prix de l'électricité

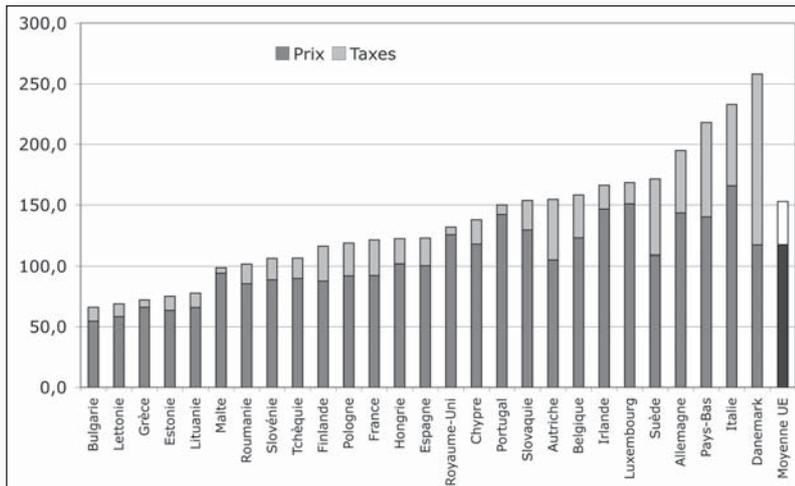
Au-delà des problèmes de sécurité énergétique, le choix de l'énergie nucléaire s'est fait en fonction de sa prétendue compétitivité. Les estimations gouvernementales ont régulièrement soutenu que les centrales nucléaires étaient l'option concrètement la moins chère pour la production de l'électricité en France et qu'elles assuraient au pays les prix de l'électricité les plus bas en Europe.

Les prix de l'électricité pour les ménages sont inférieurs à la moyenne du prix dans l'Union européenne, mais ils ne sont pas les plus bas. En outre, le tarif pris en compte pour la France est celui du marché réglementé, ce qui exclut les prix plus élevés qu'on peut trouver sur la petite part dérégulée du marché. Pour de nombreuses raisons, ce tarif réglementé décidé par le gouvernement ne traduit pas obligatoirement la totalité des coûts de la production nucléaire.

La France arrive en troisième position dans la comparaison des prix de l'électricité dans l'Union européenne établie par Eurostat, qui est basée sur une consommation moyenne de 3 500 kWh pour un ménage. Comme pour toute comparaison de ce type, la réalité des hypothèses sur lesquelles reposent les conditions « normales » envisagées dans tous les pays est cruciale. Une autre étude comparative, réalisée par National Utility Service Consulting, a classé la France comme sixième pays le plus cher en 2006 et le neuvième en 2007 pour les clients industriels sur le marché dérégulé, sur 14 pays dont 10 Européens. Cette étude note par ailleurs que « tous les pays européens ont signalé que leurs marchés de l'énergie connaissent leur niveau de volatilité le plus élevé depuis plusieurs décennies, avec une poursuite de cette tendance à l'avenir ».

La bonne position de la France est ainsi partiellement due au maintien d'un marché réglementé prédominant, quelque peu déconnecté des prix réels : la planification énergétique, la production de l'électricité et les tarifs réglementés sont tous gérés par l'État. Un autre facteur devrait aussi être pris en compte en ce qui concerne les consommateurs : la somme que doit payer un ménage dépend du prix mais aussi de la quantité d'électricité dont il a besoin. Pour améliorer les aspects économiques des centrales nucléaires françaises, on a développé l'utilisation de l'électricité, notamment à travers un développement massif du chauffage électrique dans le secteur résidentiel. Avec une consommation électrique de 145 TWh dans ce secteur, les ménages utilisent en moyenne plus de 7 000 kWh par an, c'est-à-dire deux fois les conditions « normales » envisagées pour la comparaison de l'étude Eurostat.

<sup>3</sup> - Bonduelle, A., *Exportations de courant électrique : qui perd, qui gagne ? rapport commandé par Greenpeace France, Inestene, novembre 2002.*



**Graphique 3. Prix de l'électricité pour les ménages dans l'UE-25 au 1<sup>er</sup> janvier 2006 (€ pour 1000 kWh, pour une consommation annuelle de 3500 kWh dont 1300 kWh de nuit) [source : Eurostat, 2007]**

Un des aspects essentiels de l'économie nucléaire est le poids des investissements des centrales relativement plus élevés que pour les autres installations. Le gouvernement français étant à la fois l'autorité réglementaire pour les prix de l'électricité et l'actionnaire unique d'EDF, il a pu librement programmer le taux de retour sur investissements et s'affranchir ainsi de l'un des obstacles les plus importants à la construction des réacteurs nucléaires dans les économies déréglementées. De plus, cette structure intégrée, complétée par la propriété publique du CEA, l'organisme de R&D, et de l'exploitant Areva, a permis un important soutien financier public à l'industrie nucléaire qui a revêtu de nombreuses formes : développements de R&D très étendus (allant jusqu'au financement d'installations du cycle du combustible de taille industrielle), coûts liés au réseau de distribution, adaptation des taxes, prêts garantis à faibles taux, etc. Tous ces aspects doivent faire l'objet d'un examen attentif pour déterminer la totalité des coûts avant de tirer des conclusions sur les prix...

## Derrière les prix, les coûts réels

Les évaluations gouvernementales des coûts prévus pour les centrales nucléaires ont commencé avec la publication du premier rapport de la commission PEON en 1964, qui a été suivi par 10 rapports jusqu'en 1979. En 1981, les publications de la DIGEC, un département de la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) au sein du Ministère chargé de l'énergie, ont pris la relève [voir Gros plan p 71]. Du fait de leurs lacunes méthodologiques et du choix biaisé de leurs hypothèses, ces évaluations officielles ont été régulièrement remises en cause.

Toutefois, du fait de l'absence d'une critique déterminée de l'option nucléaire chez les principaux partis de gouvernement, ce n'est qu'en 1997, près de 25 ans après que le choix de la construction d'un grand nombre de réacteurs à eau pressurisée ait été fait, que cette orientation a été remise en cause pour la première fois au sein du gouvernement après la victoire aux élections législatives d'une alliance de gauche comprenant le parti des Verts. Ceci a donné lieu à la première tentative importante pour dresser une évaluation publique globale des aspects économiques de l'option nucléaire en France.

En mai 1999, un rapport a ainsi été demandé par le Premier ministre à Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus et René Pellat (qui étaient alors respectivement Commissaire général du plan, Directeur d'un programme interdisciplinaire sur l'énergie au CNRS, et Haut commissaire à l'énergie atomique), pour procéder à « une étude sur les données économiques de l'ensemble de la filière nucléaire » et « une analyse comparative des différents modes de production d'électricité », prenant en compte « la totalité des coûts » pour toutes les options, notamment « l'ensemble des facteurs fondant une décision publique : compétitivité intrinsèque, externalités et effets de long terme ».

Dans le cadre de ce rapport, des données provenant de l'industrie nucléaire (EDF, Areva...) ont été compilées et des experts appartenant ou non à l'industrie les ont analysées pour tirer un bilan économique des 58 REP du parc nucléaire existant sur leur durée de vie prévue. Le coût total, non actualisé, des investissements (y compris de la R&D spécifique), de l'exploitation et des combustibles (y compris l'amont et l'aval du cycle, jusqu'au stockage définitif des déchets), a été estimé entre 418 et 446 milliards d'euros (les coûts sont à l'origine exprimés en FRF 1999), en fonction des hypothèses sur la durée de vie des réacteurs et sur l'aval du cycle. Cet exercice a souligné, dans les calculs non actualisés, l'importance des coûts d'exploitation (184 à 197 milliards d'euros sur 40 à 45 ans) et de cycle du combustible (124 à 144 milliards d'euros) par rapport aux coûts d'investissement (99 à 103 milliards d'euros), qui sont le facteur dominant dans le coût actualisé.

Enfin, le rapport a permis une comparaison de scénarios prospectifs jusqu'en 2050, en introduisant une combinaison d'options du côté de la politique de la demande (évolution faible ou forte de la consommation énergétique) et du côté de l'offre, depuis le développement de la proportion du nucléaire dans le mix énergétique jusqu'à une réduction au niveau de la production en base, en passant par le remplacement des réacteurs âgés par d'autres sources d'énergie, essentiellement des turbines à gaz modernes. Les calculs ont montré que les données économiques ne permettaient pas de déterminer l'option la moins coûteuse entre la poursuite du programme nucléaire et le remplacement des réacteurs nucléaires âgés par des centrales thermiques, par ex. à gaz.

Il est difficile d'évaluer la façon dont ces résultats évolueraient en prenant en compte les changements des conditions économiques depuis 2000. On pourrait penser, au premier abord, que la hausse vertigineuse des prix du pétrole et du gaz donnerait un avantage réel à l'option nucléaire dans ces calculs officiels, mais les augmentations considérables des coûts d'investissement du nucléaire constatés ces dernières années (voir p 15 et gros plan p 71 et 73) et de l'uranium pourraient bien maintenir les deux options au même niveau.

Toutefois, cette progression de tous les coûts énergétiques vient renforcer ce qui était déjà la conclusion principale du rapport Charpin-Dessus-Pellat. Les scénarios reposant sur des hypothèses de faible demande apparaissent dans tous les cas moins coûteux que les scénarios avec une forte demande, le niveau de la demande jouant un rôle économique beaucoup plus important que le mix énergétique pour un niveau donné de demande énergétique. C'est pourquoi (et c'est encore plus vrai dans les conditions de coûts actuelles), l'efficacité énergétique doit être une des priorités essentielles d'une politique énergétique durable, alors que le choix de l'énergie nucléaire parmi les alternatives de production électrique ne devrait être qu'une question secondaire. En outre, le rapport conclut que l'équivalent de la différence moyenne entre les scénarios de demande élevée et faible, qui représente environ 2 milliards d'euros par an, pourrait être consacré aux économies d'énergie sans aucune perte financière. Là encore, un chiffre plus élevé pourrait être envisagé en fonction des coûts énergétiques actuels.

## Le bouclage d'un cercle vicieux

Ce rapport a constitué la première publication de ce type dans le domaine du nucléaire à recueillir des commentaires positifs de la plupart des acteurs, qu'il s'agisse du gouvernement, des industriels, des partis politiques, des syndicats ou des ONG. Dans un contexte où aucun projet de nouveau réacteur n'était en cours, il a offert une rare opportunité de tirer le bilan des priorités de la politique énergétique de la France. C'est le contraire qui s'est ensuite produit : les gouvernements successifs depuis 2001 ont choisi de réserver au nucléaire une place privilégiée, et ont donné la priorité à la construction d'un nouveau réacteur, le premier EPR. Même si EDF a insisté sur le fait que son projet n'était pas motivé par des priorités immédiates en matière de besoins énergétiques, mais qu'il répondait à une stratégie industrielle de maintien de sa capacité de construction de réacteurs nucléaires et a admis qu'il pourrait déboucher sur des pertes, les administrations conseillant le gouvernement ont fourni des rapports de référence justifiant l'EPR d'un point de vue énergétique et montrant qu'il serait compétitif.

Après plus de 30 années de grandes déclarations, le mythe du rôle du nucléaire dans la compétitivité de l'économie française est devenu plus solide que la réalité. Les responsables politiques et leurs conseillers officiels paraissent enfermés dans un cercle vicieux où les nouvelles évaluations officielles doivent conforter les mêmes résultats (même s'ils doivent reproduire consciencieusement les erreurs de leurs prédécesseurs) tandis que leurs conclusions encouragent des décisions de plus en plus éloignées de la réalité. L'annonce par le Président Nicolas Sarkozy, le 3 juillet 2008, de la construction d'un second EPR en France dans les années qui viennent, présentée comme la meilleure réponse au choc des prix du pétrole pour l'économie française, va encore plus loin dans le sens de cette politique surréaliste.

## GROS PLAN

### Trop bon marché pour s'en préoccuper ou trop coûteux pour être divulgué ?

Les prédictions des partisans américains du nucléaire dans les années 1950 (qui prétendaient que l'énergie nucléaire serait « trop bon marché pour être mesurée », c'est-à-dire que le coût du comptage de l'électricité dépasserait le coût de la production et de la distribution aux consommateurs) montrent bien à quel point la confiance dans cette technologie a pu brouiller la vision de ses performances économiques.

Depuis le tout début, l'industrie nucléaire s'est toujours vantée d'être l'une des options les moins chères pour la production de l'électricité. Dans les faits, les dépenses réelles se sont la plupart du temps avérées supérieures aux prévisions, du fait d'une série de biais constants dans les évaluations économiques : erreurs de prévisions, hypothèses techniques exagérément optimistes, recours systématique aux valeurs économiques les plus favorables, utilisation fréquente de méthodes comptables avantageant l'énergie nucléaire, etc.

La commission consultative française pour la production d'électricité d'origine nucléaire (PEON), qui réunissait 31 experts de haut niveau de l'administration et de l'industrie, a formulé des avis à l'intention du gouvernement, depuis la fin des années 1950 jusqu'à la fin des années 1970, sur les projections de coût des nouveaux projets nucléaires. Il a produit 11 rapports entre 1964 et 1979. La Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC) du ministère de l'Industrie a pris le relais avec une série d'études préparées avec un groupe de travail d'experts de l'administration et de l'industrie sur les « coûts de références » de la production électrique. Elle a publié 8 rapports entre 1981 et 2004.

Ces rapports se sont invariablement prononcés en faveur de l'option nucléaire, et ont conforté le soutien constant du gouvernement aux nouveaux projets de réacteurs, depuis le lancement du parc de REP du programme Messmer de 1973-1974 jusqu'à la décision de construire un premier EPR à Flamanville en 2005-2006. Un bref survol historique montre à quel point ce processus a continuellement manqué de rigueur et comment les décisions ont été prises sur la base d'une succession d'évaluations irréalistes.

En premier lieu, les rapports PEON, qui ont basé leur analyse économique des besoins en capacité de production nouvelle sur des prévisions de la consommation électrique, ont systématiquement surestimé l'évolution de la demande. Le rapport de 1973, qui a joué un rôle clé dans le lancement du programme nucléaire français dans son aspect actuel, a surestimé de 7,7 % la demande électrique pour 1975 (la consommation réelle a atteint 181 TWh au lieu des 195 TWh prévus), de 32 % pour 1985 (303 TWh au lieu des 400 TWh prévus) et de 75 % pour 2000 (430 TWh en réalité au lieu des 750 TWh prévus).

Ce même rapport de 1973, le cinquième de la série PEON, faisait figurer pour la première fois dans le calcul du coût des nouveaux réacteurs nucléaires le coût de la gestion des déchets nucléaires auparavant négligé. Il n'intégrait pourtant pas encore les coûts de démantèlement, qui n'ont été pris en compte qu'à partir du rapport de 1977, ni les coûts de R&D, qui ont été pris en considération pour la première fois dans le rapport DIGEC de 1993.

Il faut également remarquer que l'hypothèse de coût d'investissement retenue pour un nouveau REP dans le rapport de 1973 a été le plus faible de la série des rapports PEON-DIGEC. Le rapport utilisait, sur la base du retour d'expérience de la première génération de réacteurs français (uranium naturel, graphite-gaz, UNGG), un coût d'investissement de 4000 FRF96/kW. Après la construction du premier réacteur à Fessenheim, qui a pris deux années de plus que prévu, l'hypothèse utilisée dans le rapport de 1977 est passée à 5 200 FRF96. Les coûts d'investissement utilisés dans les rapports suivants ont encore augmenté, cherchant à chaque fois à se rapprocher des coûts réels supérieurs aux coûts prévus.

Comme les rapports intègrent le coût du combustible et comparent les nouveaux réacteurs nucléaires avec d'autres options, les hypothèses sur les prix du pétrole, du gaz ou de l'uranium jouent un rôle important. Les rapports PEON et DIGEC, comme beaucoup d'autres, se trompent constamment sur l'évolution des prix des matières premières énergétiques, tous les rapports antérieurs à 1973 prévoyant de faibles augmentations, puis tous les rapports postérieurs à 1986 prévoyant des augmentations importantes. Plus récemment, les rapports 1997 et 2003 de la DIGEC ont introduit des hypothèses élevées pour les prix du pétrole qui sont restés très éloignées de la progression réelle jusqu'à 2006.

Les mêmes erreurs en matière de prévision des prix de l'uranium ont fourni un fondement erroné à d'importantes décisions dans les années 1975-1985. Le niveau record des prix de l'uranium en 1975-1979 (qui sont passés de 25 \$2007/livre d' $U_3O_8$  en 1973 à plus de 110 \$2007/livre d' $U_3O_8$  en 1977) a entraîné des prévisions de prix

élevées pendant les décennies qui ont suivi. Ceci s'est avéré faux puisque les prix sur le marché de l'uranium ont baissé dès 1980 à 40 \$2007/livre d' $U_3O_8$  et sont restés très bas pendant les 20 années suivantes (inférieurs à 20 \$2007/livre d' $U_3O_8$  entre 1988 et 2003), et ne sont remontés qu'au cours des dernières années pour atteindre un nouveau pic à 120 \$2007/livre d' $U_3O_8$  en 2008 et redescendre au-dessous de 60 \$/livre d' $U_3O_8$  mi-2008. Dans le même temps, le gouvernement français a décidé, sur la base de prévisions de prix de l'uranium plus de deux fois supérieures à ceux qui se concrétiseront par la suite, de lancer le réacteur surgénérateur Superphénix en 1977, et la politique à grande échelle de retraitement des combustibles usés et de réutilisation du plutonium sous forme de MOX pour les REP en 1985. Pourtant, cette erreur d'un facteur deux sur les prix de l'uranium a joué un rôle important dans les calculs de la commission PEON puis de la DIGEC pour rendre positif un résultat économique qui aurait été autrement négatif.<sup>1</sup>

Un autre biais est régulièrement introduit par l'utilisation systématique des meilleures hypothèses techniques et économiques concernant les performances des nouveaux réacteurs. Dans son rapport de 1997, la DIGEC concluait que les nouveaux réacteurs nucléaires atteindraient, avec une courte avance, une meilleure performance que les centrales thermiques modernes au gaz. Toutefois, ce résultat n'a été possible qu'en additionnant toute une série d'hypothèses sur les conditions économiques d'investissements et d'exploitation d'un nouveau réacteur, chacune d'entre elles ayant peu de chances de se réaliser dans des conditions réelles. Ainsi, le coût d'investissement a dû être réduit par la commande de 10 réacteurs au lieu d'un seul, une hypothèse irréaliste dans le contexte de surcapacité du système électrique français. Par ailleurs, le nouveau réacteur devait atteindre un facteur de charge de 85 %, une supposition tout aussi improbable étant donné que les REP français n'ont jamais connu globalement un facteur de charge supérieur à 80 %. L'application d'hypothèses de coûts d'investissements plus réalistes, supérieurs de 20 % pour la commande d'un seul réacteur plutôt que d'une série, et d'un facteur de charge de 75 % pour un nouveau réacteur, fait disparaître la prétendue compétitivité de ce dernier. Cet aspect n'est pourtant relevé que dans un tableau figurant en annexe du rapport, alors que les conclusions à destination des décideurs ne retiennent que le scénario extrêmement optimiste.

Le dernier rapport de la série, publié par la DIGEC en 2003, s'est avéré encore plus polémique que ses prédécesseurs, essentiellement du fait de l'absence de transparence dans sa préparation. Son calcul du coût prévu pour un premier EPR a bénéficié du type d'hypothèses habituelles : coût d'investissement basé sur la commande d'une série de 10 réacteurs, facteur de charge plus élevé de 90 %, et même taux de combustion du combustible de 70 GWj/t alors qu'il apparaît très incertain d'atteindre un tel niveau<sup>2</sup>. Le rapport est pourtant allé encore plus loin en introduisant des coûts unitaires extrêmement controversés en invoquant le secret industriel et commercial (en soutenant qu'une nouvelle concurrence entre les acteurs industriels exigeait une protection de leurs données sensibles, la DIGEC a imposé que le coût unitaire pour chaque type d'énergie soit discuté entre la DIGEC et chaque exploitant plutôt que sous la forme d'un groupe de travail). Les discussions entre la DIGEC et Areva ont abouti à des coûts unitaires pour la construction de l'EPR et le retraitement très inférieurs à ceux qui avaient été fournis quelques années auparavant seulement par le même exploitant aux auteurs du rapport Charpin-Dessus-Pellat : 1 043 €/kWe au lieu de 1 320 €/kWe pour les coûts de construction, et 450 €/kg pour le retraitement au lieu de 870 à 1 500 €/kg. Ces hypothèses ont été très fortement critiquées au sein du groupe de travail et à l'extérieur. Elles manquent de crédibilité et paraissent « taillées sur mesure » pour répondre à la volonté politique d'aboutir à un résultat positif pour la compétitivité du nucléaire.

1 - On peut ajouter, en ce qui concerne la décision de lancer Superphénix, que la justification avancée pour le développement d'une industrie du plutonium visait la réduction de la pression sur les ressources naturelles en uranium, dans le contexte des prévisions extrêmement optimistes sur la capacité installée. Les rapports de la commission PEON 1974-1976 prévoyaient une capacité nucléaire installée de 158 GWe en France en l'an 2000, soit plus de 2,5 fois la capacité réelle de 63 GWe.

2 - Le taux de combustion, exprimé en Gigawatts par jour et par tonne (GWj/t), renvoie à la quantité de combustible nécessaire pour produire une énergie donnée dans le réacteur. Une augmentation des performances se traduit par une diminution de la durée des arrêts de tranche pour le rechargement du réacteur et une diminution de la quantité de combustible nucléaire à manipuler, deux facteurs considérés comme économiquement favorables. Le taux de 70 GWj/t est très supérieur au taux actuel de 55 GWj/t qui existe dans le parc actuel et un certain nombre de problèmes techniques et de sûreté devraient être résolus avant qu'un tel taux de combustion soit autorisé et atteint dans un réacteur français.

## GROS PLAN

### Les coûts de l'EPR : élevés et à la hausse

« *Olkiluoto est souvent présenté comme un exemple de processus ouvert dans un pays démocratique. Le processus a peut-être été démocratique mais les informations sur lesquelles se sont basées les décisions démocratiques se sont révélées fausses et trompeuses.* »

*Greenpeace Finlande, fiche d'information sur Olkiluoto-3, mars 2008*

Avec une commande passée en Finlande et une en France, l'EPR (European Pressurized water Reactor), un réacteur de 1 600 MWe basé sur un concept français et allemand, est le premier réacteur dont la construction a été amorcée en Europe occidentale depuis plus de 17 ans (28 ans en dehors de la France), et le premier de la « troisième génération » à être construit dans le monde.

TVO avait promis, au cours des premières phases de la demande d'autorisation, que Olkiluoto-3 coûterait 2,5 milliards d'euros et prendrait 4 ans pour sa construction. Avec le choix de l'EPR, un réacteur d'une capacité plus importante que ce qui était initialement recherché, le prix du contrat est monté à 3,2 milliards d'euros, avec un prix fixe, et le temps de construction convenu a été de 4,5 ans. À la mi-2008, les retards dans les travaux de construction, qui s'ajoutent à la hausse des prix des matières premières et peut-être à d'autres facteurs, ont entraîné un dépassement des coûts de 1,5 milliard d'euros, ce qui amène le total des coûts d'investissement à environ 5 milliards d'euros. Après 2,5 années de chantier, on estime que la construction pourrait en fait prendre 7 ans. Il est probable que ce seront les acteurs économiques français, et non pas finlandais, qui devront payer l'augmentation directe des coûts. Néanmoins, ce retard dans la fourniture va également gêner la totalité du secteur électrique en Finlande. Il en résultera des prix plus élevés pour les consommateurs d'électricité finlandais, pour un coût total que l'industrie lourde finlandaise (grosse consommatrice d'électricité) a estimé à environ 3 milliards d'euros pour la période 2008-2012. En outre, même si l'EPR finlandais est présenté comme un investissement privé financé dans les conditions réelles du marché, l'agence française de crédit à l'exportation, la Coface (qui couvre généralement les projets d'exportations vers des pays présentant un risque financier) et un ensemble de banques publiques apportent un taux d'intérêt très faible, des garanties spécifiques et des conditions financières favorables au projet.

Le projet EPR français s'inscrit dans un contexte différent. L'exploitant, la compagnie électrique française EDF, a décidé de le développer essentiellement pour des raisons industrielles (c'est-à-dire pas par rapport à des besoins énergétiques) liées à son objectif stratégique de conserver la capacité de construire ses propres réacteurs à l'avenir. À une occasion, au cours du débat public national qui a précédé la décision formelle de construire le réacteur (même si la décision politique avait déjà été prise par le gouvernement et le parlement), EDF a admis que, compte tenu de l'état actuel du système électrique, ce choix industriel stratégique pourrait se traduire par une perte financière.

EDF a prévu que le coût de production de son nouveau réacteur atteindrait 43 €2004/MWh. Dans le document transmis pour le débat national, l'électricien a insisté sur le fait que ce coût comprenait l'ensemble des coûts de R&D pour le développement de la technologie EPR. Ce coût, présenté au public en 2005, était supérieur de 44 % à celui qui avait été publié moins de 2 ans auparavant par la DIGEC dans son avis officiel au gouvernement sur les « coûts de référence », qui a servi de base à la décision gouvernementale de lancer le projet... EDF a dû expliquer la différence entre son estimation de coût et l'estimation très faible de la DIGEC (28,40 €2001/MWh soit 29,90 €2004/MWh). La différence essentielle est liée à l'impact de la commande d'une série (10 réacteurs dans les hypothèses de la DIGEC) par rapport à la commande d'un réacteur unique, EDF calculant que pour 10 EPR le coût serait abaissé à 35 €2004/MWh. Le reste de la différence, qui représente encore une augmentation de 17 %, s'explique par une série d'hypothèses techniques et financières favorables dans le rapport de la DIGEC, qu'EDF n'a pas voulu reprendre à son compte, notamment : durée de vie économique de 60 ans pour la DIGEC abaissée à 40 ans par EDF (même si EDF vise une durée de vie technique de 60 ans, qui pour le moment n'a jamais été atteinte), des hypothèses d'EDF plus prudentes et plus « conformes aux règles comptables internationales » que celles de la DIGEC, etc.

Le calcul d'EDF a encore recours à certaines hypothèses du rapport DIGEC 2003 que des experts critiques jugent irréalistes ou très incertains, comme l'augmentation du taux de combustion, le facteur de charge (basé sur un taux de disponibilité de 91 %) ou la durée de construction de 57 mois (4 ans et 3 trimestres), un chiffre déjà douteux après la suspension d'un mois du chantier par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), en raison de problèmes très semblables à ceux que le projet finlandais a déjà rencontrés. Il est probable que la réalité ne sera pas à la hauteur de ces estimations optimistes dans tous les cas, et que les coûts réels de l'EPR ne feront que dépasser les chiffres utilisés au cours de la procédure d'autorisation. Dans le communiqué de presse de l'annonce du lancement officiel du projet EPR en mai 2006, EDF a indiqué que le coût total de l'EPR pourrait atteindre 46 €2005/MWh, du fait de changements du contexte économique portant par exemple sur le prix de l'acier, ce qui porte le coût de construction à 3,3 milliards d'euros, c'est-à-dire 10 % de plus que le chiffre d'environ 3 milliards d'euros présenté par EDF en 2005 pour le débat public. Le chiffre le plus récent publié par la presse économique en juillet 2008 donne une estimation du coût de construction à 3,4 milliards d'euros.