

L'aspect industriel : Une réussite en trompe l'œil

« Notre expérience et notre technologie nucléaires font de la France un acteur majeur de ce secteur stratégique. (...) La France a toujours pris ses responsabilités. Les techniques dont elle a une maîtrise reconnue et respectée méritent d'être mises à la disposition des peuples. »

Bernard Kouchner, Ministre des Affaires étrangères, Les Échos, 29 avril 2008

La réussite exemplaire du programme nucléaire français, telle qu'elle est vantée par l'industrie nucléaire et les gouvernements successifs, véhicule une image forte de technologie de haut niveau et de politique industrielle visionnaire. Cette image flatteuse est étonnamment éloignée de la réalité des quelque cinquante ans de développement de l'énergie nucléaire en France, marquée par une histoire d'impasses technologiques, de défis industriels soldés par des échecs, et d'erreurs de programmation.

Pourtant, les erreurs successives d'une industrie sous contrôle de l'État n'ont jamais été reconnues, ni par l'État, ni par l'industrie. Ou du moins, pas de manière publique, ou de façon très limitée. Au contraire, alors que les problèmes sont âprement discutés en coulisses et que certaines mesures correctives pourraient être prises, le discours public s'acharne toujours, autant que possible, à nier un quelconque échec. La poursuite du choix nucléaire, institué une fois pour toutes pierre angulaire de la politique énergétique française, mérite bien de dissimuler, politiquement et financièrement, certains revirements spectaculaires.

Plutôt payer que reconnaître une erreur : l'exemple du retraitement

C'est ainsi l'intérêt de l'industrie française (et même l'avenir de l'énergie nucléaire dans le monde, pour autant qu'il est influencé par l'exemple français), qui, en 1985, est en fait avancé dans les documents officiels comme principale justification du maintien des projets de retraitement, alors que ces derniers viennent de faire l'objet d'une sévère réévaluation. C'est toutefois pour d'autres raisons que le retraitement avait été initialement développé. Dès 1958, la première « usine de plutonium », dont l'acronyme UP1 rappelle la fonction, a été construite et exploitée à Marcoule pour produire la matière première du programme nucléaire militaire français. Ce n'est que plus tard, avec l'ouverture de la deuxième usine, UP2, à la Hague en 1966, qu'a été formulée la justification initiale du retraitement civil : un rôle central dans un vaste programme de réacteurs surgénérateurs. Superphénix, un surgénérateur de 1 250 MWe refroidi au sodium, a été commandé en 1976 et, dans les années qui ont suivi, des contrats de retraitement ont été signés avec EDF et des sociétés étrangères dans le but d'alimenter ce programme. En 1976, le président du CEA, André Giraud, avait prévu que 540 surgénérateurs de ce type seraient exploités dans le monde en l'an 2000 (dont 20 en France) et 2 766 en 2025, du fait de tensions accrues sur les ressources en uranium. À la fin des années 1970, un rapport consultatif à l'intention du gouvernement prévoyait qu'au moins 40 GWe, soit 25 % de la capacité nucléaire installée totale française en l'an 2000 (elle aussi très fortement surestimée), seraient fournis par des réacteurs du type de Superphénix.¹

Une étape supplémentaire a été franchie avec la commande de nouvelles installations à La Hague, notamment la transformation d'UP2 en UP2-800 pour le retraitement des combustibles des réacteurs à eau pressurisée (REP)

1 - Aucune commande de réacteur surgénérateur de la taille de Superphénix n'a été passée ou n'est actuellement envisagée au niveau mondial.

d'EDF, et l'ajout d'une nouvelle usine de retraitement, UP3, réservée au retraitement du combustible étranger. Signées dans les jours qui ont suivi l'élection de François Mitterrand, en mai 1981, les décisions ont été imposées par l'industrie comme un fait accompli. Pourtant à cette époque, les prévisions sur le prix de l'uranium et le développement correspondant des réacteurs surgénérateurs s'étaient déjà avérées complètement fausses.

Les projets de retraitement à grande échelle n'avaient plus de raison d'être. Toutefois, au lieu de les adapter, l'industrie leur a trouvé une nouvelle justification. Une option technologique qui avait été écartée jusque-là a fourni une issue de secours à cette impasse industrielle. Le plutonium séparé serait utilisé dans les REP existants sous forme de combustible oxyde mixte, ou MOX, en mélangeant 5 % ou plus de plutonium avec de l'uranium appauvri. Ce changement dans la justification du maintien des développements programmés à La Hague a été décidé dès 1982. Ce choix a été fortement critiqué en interne, et un rapport d'un membre du CEA destiné à un organe consultatif du gouvernement français, le CSSIN (Conseil supérieur de la sûreté et de l'information sur le nucléaire), concluait en 1982 que « le stockage transitoire [40 à 100 ans, ou plus] puis définitif des combustibles irradiés eau légère est non seulement sûr, mais infiniment moins coûteux que l'option retraitement », et ajoutait que « le recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau légère est une aberration économique ».²

En 1985, une évaluation interne menée par le ministère de l'Industrie avec un groupe de travail constitué d'acteurs industriels pour soutenir le programme MOX ne fait apparaître aucun avantage clair en faveur de cette option. Il conduit pourtant aux décisions finales consistant à lancer un programme de « retraitement-recyclage » à grande échelle, comprenant l'achèvement des nouvelles usines de retraitement de La Hague, la construction d'une usine commerciale de fabrication du MOX à Marcoule (MELOX), et un contrat entre EDF et Cogema (l'exploitant de La Hague, maintenant Areva) couvrant le retraitement de 8000 tonnes de combustibles usés sur la période 1990-2000.

Un rapport interne de la direction du combustible d'EDF de 1989 (soit deux ans après le premier chargement en combustible MOX dans l'un des réacteurs de l'électricien) résume le processus³. Il explique que « en 1982, quand il est apparu que le développement de ces réacteurs [surgénérateurs] serait différé et pour longtemps, EDF a dû réexaminer la situation pour voir si le recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau sous pression présentait un intérêt suffisant pour légitimer la poursuite du programme de retraitement », ce qui ne serait le cas que si les prix de l'uranium étaient élevés, une condition qui ne s'est pas concrétisée. Les coûts plus élevés que prévu pour le retraitement et la fabrication du combustible MOX assombrissent encore le tableau. Tous les éléments de l'évaluation ont une connotation négative, à l'exception de la conclusion : « vu les engagements déjà faits, et malgré la baisse importante de la compétitivité du MOX par rapport à l'uranium naturel, il apparaît que l'option "retraitement" doit être maintenue [...]. Une remise en cause de cette option n'a pas de fondement économique, elle aurait par ailleurs un retentissement considérable dans le monde, nuisible à l'ensemble du nucléaire. » En d'autres termes, l'augmentation de 350 millions d'euros sur 10 ans des coûts d'exploitation, selon l'estimation basse d'EDF à cette époque (à laquelle on pourrait ajouter les coûts d'investissement des usines de retraitement et de fabrication de combustible MOX), est le prix commode à payer pour préserver l'image positive de l'industrie contre toute réalité...

La « guerre des filières » : le choix tardif de la France en faveur de la technologie REP américaine

Mais la compagnie électrique nationale française n'allait pas être perdante vis-à-vis de l'industrie du cycle du combustible à chaque fois. Des discussions stratégiques ont commencé dès les années 1950 entre les deux géants industriels créés au sortir de la Seconde Guerre mondiale, en 1946, Électricité de France (EDF) et le Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Le CEA avait la responsabilité du développement de l'utilisation de l'énergie nucléaire en France, activité qu'il menait en lien étroit avec son autre tâche de gestion du programme nucléaire militaire. Sa branche industrielle, qui devait devenir ultérieurement la société publique à statut privé Cogema, maintenant intégrée au groupe Areva, a développé des technologies portant sur l'ensemble de la chaîne du combustible. EDF regroupait l'ensemble des moyens de production d'électricité français et était en charge de leur développement et de celui du réseau électrique destiné à alimenter le développement économique dans l'ensemble du territoire.

EDF a commencé à produire de l'électricité nucléaire dans 6 réacteurs fonctionnant à l'uranium naturel (UNGG, réacteurs à uranium naturel modérés au graphite et refroidis au gaz), correspondant à une capacité de 2375 MWe,

2 - J.-L. Fensch, *Finalités du Retraitement, Rapport présenté au Conseil supérieur de la sûreté nucléaire, Paris, 1982.*

3 - J. Beaufrère et al., « Combustible MOX – Aspects techniques, économiques et stratégiques », 24 novembre 1989.

qui ont démarré entre 1963 et 1972⁴. Le CEA avait développé cette technologie essentiellement en raison de l'excellente qualité du plutonium produit dans son combustible avec un taux d'irradiation réduit, et envisageait de s'appuyer sur le même type de réacteurs pour un éventuel développement de la production nucléaire. EDF a adopté une vision différente qui privilégiait la technologie des réacteurs à eau pressurisée utilisant de l'uranium faiblement enrichi, défendue par la société américaine Westinghouse.

Le choix entre les deux technologies s'est transformé en un bras de fer entre les deux branches industrielles, qui s'est intensifié jusqu'à la fin des années 1960 et au début des années 1970, à mesure que les projets de lancement d'un grand programme nucléaire prenaient une tournure politique. L'enjeu, connu sous le nom de « guerre des filières », est par exemple documenté dans des rapports successifs de la commission PEON (pour Production d'électricité d'origine nucléaire), qui conseillait le gouvernement sur la compétitivité des centrales nucléaires proposées.

Un premier rapport, en 1964, place les réacteurs UNGG, qui sont censés produire de l'électricité au même coût que les centrales au fuel (mais leur compétitivité devait progresser), au cœur du programme nucléaire. Le rapport estime que les REP présenteraient des coûts d'investissement inférieurs mais que ces derniers seraient compensés par des coûts de combustible plus élevés. Donc, « rien ne permet de conclure que les coûts du kWh seraient économiquement plus avantageux en recourant aux techniques américaines » : le principal problème envisagé avec les REP était en fait que l'industrie française serait obligée de s'en remettre à la technologie américaine aussi bien pour les réacteurs que pour l'enrichissement de l'uranium.

En 1967, le gouvernement décide de poursuivre le programme UNGG avec deux tranches dont la construction doit avoir lieu à Fessenheim. Le rapport PEON de 1968 prend acte de cette décision tout en insistant sur la nécessité d'attendre un retour d'expérience des premières grandes installations, et en soulignant l'intérêt économique des modèles REP, rappelant toutefois à nouveau la sujétion par rapport au monopole américain de l'enrichissement de l'uranium à cette époque. Le rapport recommande la mise en œuvre d'études en vue de la construction d'une usine d'enrichissement pour les besoins français et européens.

Le rapport PEON de 1969 prend acte de la décision de reporter les commandes de réacteurs UNGG et propose le lancement d'un programme de 5 tranches REP de 700 à 900 MWe à travers l'achat de licences de modèles étrangers. Les réacteurs UNGG n'étaient plus rentables en comparaison. D'ailleurs, un Comité interministériel en janvier 1969 avait décidé de lancer un « programme de diversification » à travers une série de réacteurs à l'uranium faiblement enrichi. Le rapport recommande aussi la construction d'une usine d'enrichissement basée sur la technologie de la diffusion gazeuse. Finalement, les rapports 1973 et 1974 sont centrés sur la technologie REP, de façon à être cohérents avec la décision gouvernementale de lancer un programme massif de REP en 1973-1974.

La décision finale était donc contraire à la volonté du CEA, qui avait lutté aussi longtemps que possible contre le recours à une technologie étrangère et avait presque obtenu gain de cause en faveur de la poursuite du programme UNGG. Néanmoins, la préférence d'EDF s'est avérée juste, au vu de la situation actuelle des réacteurs nucléaires dans le monde, les réacteurs à eau légère étant clairement prédominants dans le parc mondial, avec 88 % de la capacité installée totale⁵, et les filières utilisant l'uranium naturel étant pour l'essentiel dépassées et en déclin.

La conséquence du rejet initial de la technologie des réacteurs à eau légère par le CEA est toutefois que le programme français lancé en 1974 a dû être développé à partir de la licence Westinghouse qui avait été accordée au constructeur de réacteurs nucléaires français Framatome. Ce n'est qu'en 1982 que la franchise a pris fin et que Framatome a pu être commercialement considéré comme le propre concepteur des réacteurs qu'il construirait. Entre-temps, 50 des 58 réacteurs actuellement exploités par EDF avaient été construits ou étaient encore en construction... sous licence américaine.

Enrichissement de l'uranium : des choix dans l'impasse

Ce n'est pas la seule fois où la branche industrielle du CEA, qui est devenue Cogema en 1976 et a constitué le noyau dur d'Areva en 2001, a développé des options technologiques qui ont dû être révisées. Certains des choix qui avaient été faits au niveau de l'amont de la chaîne du combustible se sont également avérés erronés. Quand la décision de s'appuyer sur des REP pour mettre en œuvre un grand programme nucléaire s'est dégagée, la nécessité de s'affranchir du monopole que les États-Unis avaient à l'époque en matière d'uranium faiblement enrichi a

4 - Ce chiffre ne tient pas compte de deux réacteurs exploités par le CEA à Marcoule, G2 et G3 (43 MWe chacun), démarrés pour la production de plutonium mais utilisés aussi par la suite par EDF pour produire de l'électricité.

5 - À la fin 2006, la capacité installée totale au niveau mondial était de 368,8 MWe, dont 242,3 MWe pour les réacteurs à eau pressurisée (REP) et 83,9 MWe pour les réacteurs à eau bouillante (REB), soit 326,2 MWe pour les deux catégories de réacteurs à eau légère.

déclenché le projet d'une usine d'enrichissement de l'uranium qui pourrait aussi fournir l'ensemble de l'industrie nucléaire européenne.

Les États-Unis avaient développé un enrichissement de l'uranium à partir de la technologie de la diffusion gazeuse pour la séparation isotopique. L'usine française, exploitée par le consortium Eurodif, a été conçue et construite pour commencer à fonctionner en 1979 avec la même technologie, que le CEA avait déjà développée pour une première usine servant au programme militaire. Une technologie alternative, basée sur l'ultracentrifugation, avait été développée après la guerre et avait été mise en œuvre à la même époque à la fois par la société Urenco dans d'autres pays européens et par l'Union soviétique. Cette technologie s'est avérée robuste, efficace, et beaucoup moins consommatrice d'énergie (l'usine Eurodif consomme jusqu'à 15 TWh d'électricité par an, une usine à centrifugation de la même taille consommerait environ 50 fois moins). La durée de construction et les coûts d'investissement sont également inférieurs et cette technologie est plus facilement adaptable aux besoins en enrichissement. Elle peut également être utilisée pour ré-enrichir l'uranium de retraitement le cas échéant, alors que les usines à diffusion gazeuse ne peuvent le faire sans être confrontés à des problèmes technologiques⁶. Elle est globalement plus compétitive et est clairement devenue la technologie dominante sur le marché de l'enrichissement.

Le CEA avait prévu de remplacer l'usine de diffusion gazeuse par une technologie très avancée d'enrichissement par laser. Ce procédé, appelé SILVA en France, a aussi été développé sous le nom d'AVLIS aux États-Unis (Atomic Vapor Laser Isotope Separation), où le programme de R&D correspondant a été abandonné en 1999. En revanche, le CEA a poursuivi son développement et a continué d'affirmer au début des années 2000 que le procédé serait prêt pour remplacer l'usine Eurodif le moment voulu et reviendrait à un coût inférieur aux autres technologies d'enrichissement. L'objectif officiel est resté l'utilisation de la diffusion gazeuse ou la technologie laser pour une nouvelle usine.

Le projet a échoué. En 2004, Areva a lancé la procédure d'autorisation et la construction d'une nouvelle usine d'enrichissement à Tricastin pour remplacer progressivement, à partir de 2012, l'usine Eurodif existante. Cette installation n'utilisera ni un procédé de diffusion gazeuse modernisé ni un nouveau procédé laser mais bien la technologie de la centrifugation qui, en dépit de tout ce que l'industrie française en a dit jusque-là, est « actuellement considérée par tous les experts comme la technologie la plus performante en matière d'enrichissement de l'uranium » d'après Areva, qui insiste sur l'énorme différence en terme de consommation énergétique⁷. Le procédé laser, ajoute l'opérateur, « a fait la preuve de sa capacité théorique à enrichir de l'uranium », mais « son utilisation industrielle se heurte à des coûts rédhibitoires compte tenu de la technologie et des matériaux actuels ».

Comme la France n'a jamais développé un programme de R&D sur la centrifugation, le choix de cette technologie signifie qu'Areva doit l'acheter à son concepteur, Urenco. Areva a acheté 50 % d'ETC (Enrichment Technology Company), la filiale d'Urenco propriétaire du concept qui vend les centrifugeuses. Toutefois, du fait du statut extrêmement sensible de cette technologie du point de vue des risques de prolifération, Areva n'en connaîtra pas la conception détaillée. En d'autres termes, 30 années de développement de technologies d'enrichissement propres à la France sont abandonnées pour utiliser comme les autres les boîtes noires d'Urenco.

Des projets à la réalité : systématiquement en retrait des objectifs

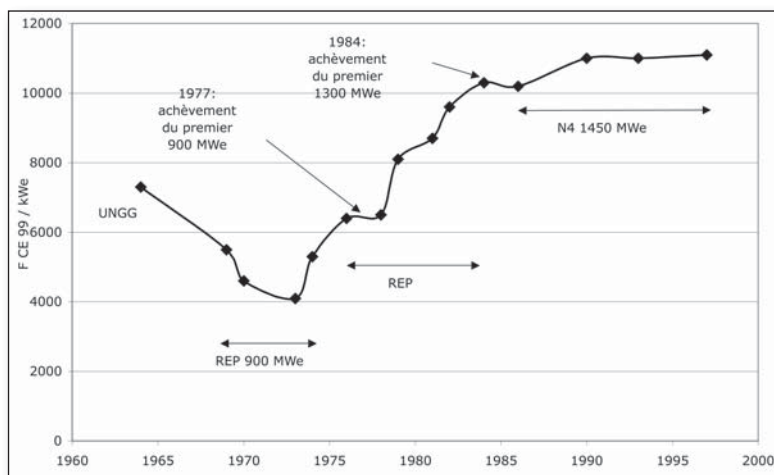
L'industrie nucléaire française a ainsi collectionné les mauvais choix dans le développement de technologies clés. Elle a aussi échoué avec constance à amener ses nouveaux équipements aux niveaux de performances envisagés. De nouveaux projets de réacteurs ou d'installations du cycle du combustible ont été encouragés par des justifications économiques basées sur des hypothèses extrêmement optimistes, quelquefois nécessaires pour obtenir gain de cause, qui ne se sont jamais concrétisées par la suite.

Même si le phénomène a certainement commencé avec le début du programme militaro-civil, il ne pouvait devenir manifeste qu'au fur et à mesure que des nouveaux projets étaient analysés dans des rapports publics en tant qu'options industrielles. Les rapports PEON figurent parmi les premiers documents à mesurer le fossé qui sépare les projets sur papier de la réalité. L'évolution des coûts d'investissements prévus pour de nouveaux réacteurs, par exemple, montre une escalade dans chaque rapport, après prise en compte du retour d'expérience – et des raisons

6 - Le choix de la diffusion gazeuse pour Eurodif paraît de ce point de vue contradictoire avec les projets de retraitement élaborés au même moment en France.

7 - L'énorme consommation électrique du procédé de diffusion gazeuse n'a pas été un problème aussi longtemps qu'EDF, disposant d'une capacité nucléaire excédentaire, fournissait de l'électricité bon marché en échange d'une certaine quantité d'uranium enrichi (une espèce de dumping réciproque autorisé par l'État). Il est probable que les intérêts divergents qui ont amené à mettre fin à cet accord ont joué un rôle dans la décision d'Areva.

pour lesquelles les coûts réels ont été plus élevés que ceux prévus auparavant (graphe 1). Globalement, les coûts d'investissement prévus ont progressé de 3,3 % par an au fil des rapports successifs, contrastant avec la prévision d'une des premiers rapports PEON, en 1968, qui annonçait une baisse de 3 % par an.



Graphique 1. Coûts d'investissement envisagés dans les rapports PEON et DIGEC, 1964-1997 [source : CDP, 2000]

Tout a commencé avec la construction du premier réacteur de la série des 58 REP, Fessenheim, qui a accusé un retard de plus de 2 ans sur les prévisions. Le rapport PEON relève en 1977, l'année du démarrage, que « les normes actuellement retenues en matière de délais de réalisation, qui ont été déterminées avant le démarrage du programme électronucléaire à un moment où le contexte réglementaire et les procédures d'assurance de la qualité étaient fort différentes, sont très tendues ». La charge financière du paiement des intérêts est ainsi passée de 23 à 32 % du coût d'investissement total. Le même rapport note que les coûts de construction réels de Fessenheim et Tricastin sont en fait en hausse de 7 % et 13 % par rapport aux coûts prévus.

La série des rapports met aussi en évidence l'échec des prévisions de baisse des coûts d'investissement par l'augmentation de la taille des réacteurs. Le rapport de 1976, par exemple, escomptait pour les réacteurs 1 300 MWe une baisse de 24 % du coût d'investissement par rapport aux réacteurs 900 MWe du premier palier. Au fur et à mesure des réalisations, les coûts moyens prévisionnels utilisés dans la série des rapports PEON sont en fait allés en sens inverse, avec un coût pour les 1 300 MWe supérieur de 68 % à celui des réacteurs 900 MWe. L'augmentation s'est aussi appliquée au palier suivant des 1 450 MWe, avec 25 % de plus.⁸

Les problèmes n'allaient pas diminuer avec l'expérience. La construction des 4 derniers réacteurs mis en service, du type 1 450 MWe, aussi appelés palier N4, a commencé entre 1984 et 1991 (2 tranches à Chooz et 2 tranches à Civaux). Ils ont pourtant été raccordés au réseau entre 1996 et 1999, soit après 10,5 années en moyenne. En outre, des problèmes de sûreté ont contraint les exploitants à un arrêt anticipé et leur mise en service industrielle n'a eu lieu qu'en 2000 (Chooz) et 2002 (Civaux), c'est-à-dire respectivement 15,5 et 12,5 ans après le début de leur construction !

Les durées de construction et les coûts d'investissement ne sont pas les seuls problèmes qu'aient connus les réacteurs. Une autre différence importante entre les prévisions calculées et le fonctionnement effectif tient au facteur de charge des réacteurs EDF. Du fait de l'excédent de capacité induit par les erreurs de planification des années 1970 et 1980, les réacteurs n'ont pas pu être utilisés autant qu'ils étaient techniquement disponibles. Même si leur pleine capacité ne permet pas à elle seule de couvrir les pics importants de la demande liés au chauffage électrique à certaines périodes de l'hiver, elle est largement excédentaire pendant de longues périodes au cours de l'année. Le facteur de charge des réacteurs EDF est de l'ordre de 75 à 80 %, à comparer aux facteurs de charge de 85 ou même 90 % atteints par les réacteurs dans certains pays. En d'autres termes, EDF perd 10 % de rentabilité par rapport à de tels niveaux. Néanmoins, EDF a constamment présenté des prévisions de facteur de charge supérieurs à 80 %, notamment pour les nouveaux réacteurs dont la compétitivité s'appuie sur de tels niveaux de performance.

Le fiasco est aussi manifeste dans le domaine de l'exportation des réacteurs nucléaires. Les chiffres ambitieux des projets de développement de la capacité nucléaire en France devaient correspondre au niveau mondial à un essor similaire qui n'a jamais eu lieu. L'erreur sur les prévisions a pratiquement atteint un facteur 10 avec celles d'André Giraud qui, en tant que président du CEA en 1976, avait prévu 4 000 réacteurs en exploitation dans le monde en

⁸ - Les coûts prévisionnels utilisés en moyenne au fil des rapports PEON et DIGEC sont respectivement (après conversion en FRF 1999 puis en euros) de 777 €/kWe pour les 900 MWe, 1 311 €/kWe pour les 1 300 MWe, et de 1 646 €/kWe pour les 1 450 MWe.

l'an 2000, alors que le chiffre réel n'a pas dépassé 440 installations. La technologie nucléaire française devait participer pleinement à ce développement international et l'industrie évoquait un énorme potentiel à l'exportation. Quand le programme français de REP a été lancé, la capacité de fabrication pour les gros composants des réacteurs nucléaires a été basée sur l'hypothèse que la France exporterait, en moyenne, un réacteur pour chaque réacteur construit sur le sol national. Dans la réalité, avant la commande d'un EPR par la Finlande en 2005, l'industrie française n'a finalement exporté que 9 réacteurs dans 4 pays (Belgique, Afrique du Sud, Chine et Corée du Sud), tous basés sur son modèle 900 MWe le plus ancien.

C'est l'absence d'évaluation publique approfondie des projets qui a permis à l'industrie d'en rester très systématiquement aux justifications extrêmement optimistes de ses plans. De plus, les lacunes des procédures de réévaluation visant à comparer les projets mis en œuvre avec leurs objectifs ont empêché tout processus d'apprentissage. Les promesses de l'industrie, quel que soit leur degré de réalisme, servent encore de base aux débats publics sur ses projets. En s'appuyant sur des hypothèses très discutables concernant des facteurs essentiels comme la durée de vie prévue (60 ans) ou des taux de combustion très supérieurs aux niveaux actuellement autorisés, le projet EPR en donne l'exemple le plus récent.

Le choix de ce modèle « évolutionnaire » est limité par des facteurs structurels liés au maintien des compétences et de la motivation de l'industrie nucléaire française, tout en gérant la période d'interruption entre l'ancien programme de réacteurs et leur éventuel renouvellement.

Fin 2003, un Livre blanc du gouvernement français sur la politique énergétique a défini quatre options, sans donner d'ordre de préférence, pour gérer le remplacement des réacteurs nucléaires. Ces orientations étaient les suivantes : anticipation des besoins d'un premier EPR, mais aussi possibilité de prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels pour attendre la prochaine « génération » de réacteurs, accélération du développement de cette nouvelle génération, et finalement attente du moment où de nouveaux réacteurs seraient vraiment nécessaires et achat de la meilleure technologie sur le marché international. Les problèmes liés à la puissance élevée de l'EPR, qui n'est pas adaptée aux réseaux électriques peu développés des nouveaux pays candidats au nucléaire, et son concept évolutionnaire, moins innovant et pourtant plus complexe que certains de ses concurrents actuels, suscitaient des réserves. Par ailleurs, de nouveaux réacteurs pourraient voir le jour dans les 15 prochaines années, qui rendraient obsolète la technologie de l'EPR. La première option a été choisie sans qu'une quelconque évaluation comparative soit présentée.

Ainsi, à l'opposé du cliché d'une épopée visionnaire véhiculé par l'industrie et le gouvernement français, ce sont plus des contraintes héritées des erreurs du passé qui ont joué un rôle décisif dans le choix d'anticiper la construction d'une tête de série française de l'EPR qu'une analyse prospective de l'impact de cette décision structurante.