

Les cahiers de



Nucléaire : la grande illusion

Promesses, déboires et menaces



N° 25 – septembre 2008 – ISSN 1270-377X- 15 euros

SOMMAIRE

Éditorial

Global Chance

Repères : la France nucléaire en bref

Le nucléaire : une solution marginale face aux défis de l'énergie et du climat

Nucléaire, énergie et climat

Gros plan : Économies d'électricité contre relance du nucléaire ?

Gros plan : Pas si vertueux que cela le chauffage électrique !

Promesses de désillusion : derrière le rêve nucléaire français

L'aspect industriel

Une réussite en trompe l'œil

Gros plan - De la planification à la surcapacité

Gros plan - La perte des compétences

Gros plan - Problèmes sur les projets EPR

La sûreté

Une évolution à risque

Gros plan - 1986-2006 : Vingt ans d'incidents marquants en France

Gros plan - L'EPR : promesses d'améliorations contre nouvelles vulnérabilités

Gros plan - Sommes nous préparés à un accident majeur ?

Gros plan - Chaîne du combustible : une accumulation de problèmes de sûreté

Gros plan - Pression sur les performances et sûreté

La sécurité

Une industrie incapable de s'adapter à l'après 11 septembre

Gros plan - Les réacteurs nucléaires, des armes prédéployées

Gros plan - Les transports, maillon faible de la Chaîne nucléaire

Gros plan - La France, pompier pyromane de la prolifération

Gros plan - L'accumulation de plutonium en France, un vecteur majeur de prolifération

Les déchets

La fausse rationalité de la politique de gestion des déchets

Gros plan - Les déchets à vie longue : un problème qui reste à résoudre

Gros plan - L'accumulation des matières radioactives et des déchets nucléaires en France

Gros plan - En marge des déchets, le problème du démantèlement

L'économie

Petits arrangements avec les réalités

Gros plan - Trop bon marché pour s'en préoccuper ou trop coûteux pour être divulgué ?

Gros plan - Les coûts de l'EPR, élevés et à la hausse

Les coûts associés passés sous silence

La démocratie

Un choix durablement non démocratique

Conclusion

Éditorial

Dans un contexte de prix élevés du pétrole (mais aussi du gaz et du charbon) et de préoccupations de plus en plus lourdes et précises concernant le réchauffement climatique, la présidence française de l'Union Européenne de juillet à décembre 2008 semble bien décidée à tout faire pour imposer à ses partenaires européens l'idée de la nécessité absolue d'une relance massive de l'énergie nucléaire, au grand bénéfice de l'industrie hexagonale. Nicolas Sarkozy en fait un point essentiel du « paquet climat énergie » dont il compte bien achever la négociation avant la fin de son mandat. Il reçoit dans cette initiative controversée en Europe un appui remarqué de l'actuel président de la Commission.

Plus généralement, le président français a entrepris une véritable croisade internationale sur ce thème, en particulier vis-à-vis des pays du pourtour de la Méditerranée, pour leur proposer une coopération active avec l'industrie et le gouvernement français, au Maroc, en Algérie, etc, en arguant des vertus d'une telle coopération dans la lutte contre le terrorisme.

Il s'appuie pour ce faire sur la réputation mondiale qu'a acquis à grand renfort de communication la France et son industrie dans ce domaine à travers un discours qui exalte l'indépendance énergétique et les performances économiques qu'apporte une production massive d'électricité nucléaire à son système énergétique, tout en lui assurant une innocuité environnementale, une sûreté, une sécurité et une pérennité exemplaires...

Ce discours, construit au fil de décennies par les gouvernements français de droite comme de gauche et le lobby nucléaire qui leur est intimement lié, a réussi à s'imposer dans une France qui se caractérise par la faiblesse de son expertise indépendante, faiblesse délibérément entretenue par des pouvoirs publics et des « élites » qui préfèrent le confort d'un consensus quasi religieux au débat qu'entraînerait inéluctablement une évaluation indépendante sans tabou.

C'est sur cette auto-proclamation des vertus de l'énergie nucléaire et de l'exemplarité de l'expérience française que compte le président français pour emporter la conviction d'Européens très divisés sur ces questions.

Il a donc paru particulièrement important à notre association Global Chance, qui compte parmi ses membres plusieurs des rares experts indépendants français sur le nucléaire et dont la pertinence des analyses dans les domaines de l'énergie et de l'environnement est appréciée en France et au-delà de nos frontières, de mettre à disposition des décideurs européens et des citoyens une analyse critique factuelle de l'expérience française pour inscrire dans une perspective plus réaliste l'illusion « du paradis nucléaire sur terre » que cherche à imposer la France à ses partenaires européens.

Global Chance souhaite en effet alerter l'opinion internationale sur le caractère largement illusoire que représenterait un plan de relance massif du nucléaire au niveau international et européen pour répondre aux défis du développement et d'environnement.

Dans une première partie, nous nous interrogeons sur la capacité d'un tel plan de relance, à supposer qu'il ne rencontre ni obstacle technique, ni obstacle économique, ni obstacle politique, à apporter dans les délais nécessaires une contribution décisive aux objectifs sous jacents au « paquet énergie climat » : la sécurité énergétique de l'Europe et la réduction massive des émissions de gaz à effet de serre à court et moyen terme (20 à 30 % en 2020, 75 % en 2050).

Dans la seconde partie, à partir de l'exemple français, nous nous interrogeons sur la capacité de ses promoteurs à conduire industriellement et économiquement une telle relance et à en maîtriser les conséquences et les risques sur l'environnement, la paix, et la santé des citoyens.

Cette publication intervient à un moment où en France et quasiment pour la première fois, le mur du silence établi par les autorités autour des « incidents » plus ou moins graves qui émaillent la vie du nucléaire français se fissure. Dans le contexte créé par l'hypothèse de relance du nucléaire, la presse française s'est intéressée de plus près qu'à l'habitude aux divers incidents qui ont émaillé l'été (arrêt par l'Autorité de sûreté nucléaire du chantier de Flamanville, pollution radioactive de la nappe phréatique du Tricastin, incendie dans l'EPR finlandais, etc.). Elle a redécouvert à cette occasion et l'opinion avec elle, l'opacité qui recouvre l'ensemble de la gestion des risques inhérents au nucléaire en France et le mépris des citoyens qu'elle implique.

C'est une raison supplémentaire pour mettre largement à la disposition du public et des décideurs ce dossier que nous avons nommé « Nucléaire, la grande illusion ».

Global Chance

LA FRANCE NUCLÉAIRE EN BREF

La France, dont les scientifiques ont contribué aux principales étapes de la découverte de la radioactivité et de ses propriétés, s'est engagée dès la sortie de la Seconde guerre mondiale dans un programme de développement du nucléaire, d'abord militaire puis civil. L'organisation de l'industrie nucléaire repose encore fortement sur les structures créées à cette époque clé, même si leur statut a évolué.

Le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), créé en 1946, a reçu la mission d'assurer la recherche et développement, jusqu'au stade industriel, de l'ensemble des procédés nécessaires au programme militaire puis à la production d'électricité nucléaire, incluant les étapes d'extraction de l'uranium et de fabrication du combustible (amont) et celles de gestion des combustibles usés et des déchets (aval). Une filiale de l'établissement public CEA a été créée pour gérer l'ensemble de ses activités industrielles, dont l'essentiel à travers la Compagnie générale des matières nucléaires, Cogema, société de droit privé créée en 1976. Celle-ci a été fusionnée en 2001 avec Framatome, le constructeur de réacteurs nucléaires, pour créer le groupe Areva.

La compagnie Électricité de France (EDF), créée en 1946 également, par nationalisation des nombreuses régies et compagnies privées existantes à l'époque, avait pour mission première d'assurer le développement de la fourniture d'électricité sur l'ensemble du territoire. À partir des années soixante et surtout soixante-dix, ce développement s'est très fortement appuyé sur la construction et l'exploitation des réacteurs nucléaires. EDF exploite encore aujourd'hui l'ensemble des 59 réacteurs nucléaires en service en France. EDF a évolué en 2005-2006 du statut d'entreprise publique totalement contrôlée par l'État vers un statut privé, l'État actionnaire conservant toutefois une majorité de contrôle.

C'est à partir de départements internes du CEA qu'ont été créés en 1991 l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (Andra), et en 1998, l'Institut national de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN, d'abord et jusqu'en 2002 Institut national de protection et de sûreté nucléaire, IPSN), organisme d'expertise publique chargé notamment d'appuyer l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Celle-ci, longtemps restée une direction interne au Ministère de l'industrie, a progressivement évolué : d'abord passée sous co-tutelle des Ministères de l'environnement et de la santé (sous les noms de Direction de la sûreté et de l'information nucléaire, DSIN, puis de Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, DGSNR), elle est depuis 2006 une autorité indépendante.

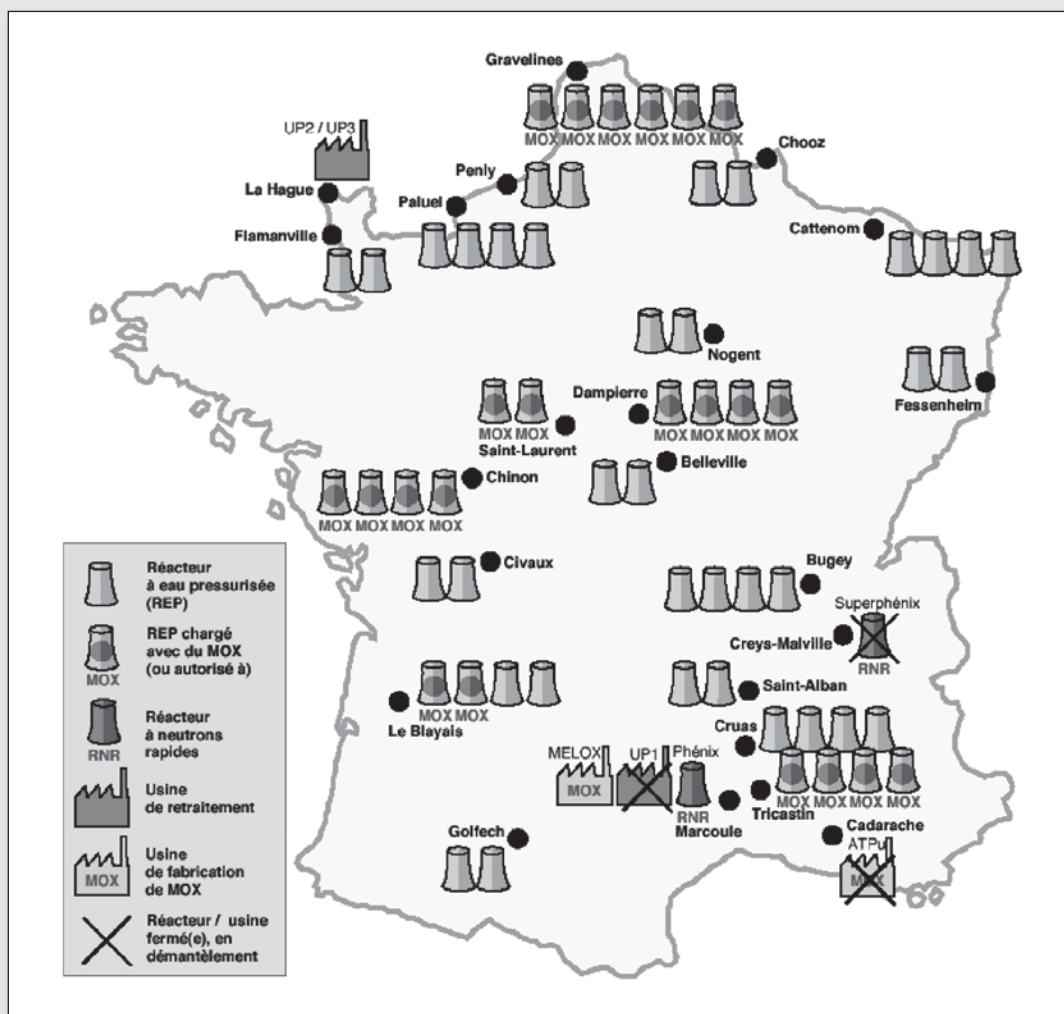
Les premiers réacteurs nucléaires exploités par EDF dès la fin des années cinquante appartenaient à la filière « uranium naturel-graphite-gaz » (UNGG) initialement développée par le CEA pour la production de plutonium. Ces réacteurs, ainsi que plusieurs prototypes de taille industrielle testés pour le développement d'autres filières au cours des années soixante, sont aujourd'hui arrêtés et en cours de démantèlement. Les autorités françaises ont fait en 1973 le choix de développer massivement la filière des réacteurs à eau pressurisée, à l'uranium légèrement enrichi. Les 58 réacteurs à eau pressurisée exploités aujourd'hui par EDF sur 19 sites ont pour l'essentiel été mis en service à partir de 1977 jusqu'à la fin des années quatre-vingt. Un nouveau réacteur de cette filière, l'EPR, est en construction à Flamanville. La France a également développé la filière des réacteurs à neutrons rapides (RNR) avec les réacteurs Phénix, encore exploité par EDF, et Superphénix qui a été définitivement arrêté en 1998.

L'industrie nucléaire française a par ailleurs cherché à maîtriser l'ensemble des étapes de la filière nucléaire. Le CEA a développé dès les années cinquante l'extraction minière, mais la dernière mine française a fermé en 2001. Les différentes étapes de la conversion de l'uranium s'opèrent essentiellement sur le site de Pierrelatte / Tricastin, où la France s'est également dotée en 1976 d'une usine d'enrichissement, Eurodif. La fabrication du combustible à l'oxyde d'uranium enrichi (UOX), enfin, s'effectue dans l'usine FBFC de Romans-sur-Isère.

La France se caractérise surtout par la mise en œuvre des différentes étapes d'une industrie du plutonium. Le retraitement a commencé en 1957 dans l'usine de Marcoule, qui a essentiellement fonctionné pour les besoins militaires et a été arrêtée en 1997, et s'est poursuivi à partir de 1966 à La Hague, dont la capacité a été progressivement étendue pour les besoins français et étrangers. En complément, l'industrie s'est dotée de capacités de fabrication de combustible mixte à l'uranium et au plutonium (MOX) d'abord à Cadarache avec l'ATPu, arrêté en 2003, puis à Marcoule avec l'usine Melox, mise en service en 1995.

Le choix du retraitement structure fortement les options de gestion des déchets radioactifs. Des solutions existent dans ce domaine pour les déchets les moins actifs. Les déchets faiblement et moyennement actifs à vie courte sont stockés sur le Centre de stockage de la Manche (CSM), proche de La Hague, ouvert en 1966 et fermé en 2003, et sur le Centre de stockage de l'Aube (CSA), ouvert en 1992. Mais la recherche de solutions se poursuit pour l'ensemble des déchets à vie longue, en particulier l'étude du stockage géologique, dans le laboratoire souterrain de Bure, pour les plus actifs d'entre eux. Les déchets et matières nucléaires en attente s'accumulent dans des entreposages plus ou moins pérennes sur les différents sites, en particulier à La Hague.

Figure 1 - Principaux sites liés à l'industrie nucléaire en France



Le nucléaire : une solution marginale face aux défis de l'énergie et du climat

Les promoteurs de l'énergie nucléaire voient dans la relance d'un programme ambitieux à court et moyen terme un élément majeur de solution à la double crise énergétique et climatique qui menace l'humanité. Le président français se fait le chantre de cette thèse et compte bien profiter de sa présidence de l'Union Européenne pour convaincre ses partenaires européens du caractère inéluctable et salvateur d'une relance volontariste du nucléaire en Europe, et d'en faire un élément majeur de la négociation « du paquet énergie climat ».

C'est sur la capacité réelle d'un tel plan de relance à apporter dans les délais nécessaires une contribution décisive aux objectifs de sécurité énergétique de l'Europe et la réduction massive des émissions de gaz à effet de serre à court et moyen terme que nous nous interrogeons dans ce chapitre, à partir de l'expérience française généralement donnée comme un exemple de réussite exemplaire sur ces deux points.

Global Chance

Nucléaire, énergie et climat

1. La convergence des risques à court terme

Dans un monde aujourd'hui confronté à l'envolée des cours des produits énergétiques fossiles et les craintes d'un bouleversement climatique à court terme, le nucléaire semble retrouver des couleurs, après une période de stagnation mondiale d'une vingtaine d'années dont les Français n'ont généralement pas conscience. Le gouvernement français milite fortement, aussi bien dans les instances européennes qu'au niveau international, pour une relance vigoureuse du nucléaire dans les pays qui en disposent déjà et pour la généralisation de l'accès au nucléaire civil des pays qui n'en disposent pas encore, en particulier autour de la Méditerranée.

Les principaux arguments avancés à l'appui de cette relance concernent la lutte contre le changement climatique et la sécurité énergétique.

Comment se présentent ces deux risques ?

Le risque climatique

Le dernier rapport du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) montre la nécessité et l'urgence d'agir pour éviter le pire en termes de réchauffement du climat. Il montre tout d'abord que si la température moyenne de l'atmosphère dépasse de 2,5 ou 3 degrés celle de l'époque préindustrielle, le risque d'apparitions d'irréversibilités comme la fonte du permafrost, la chute du rôle des puits de carbone joué par les couverts forestiers ou l'océan, etc., devient majeur. Ces phénomènes, à leur tour, peuvent entraîner une dérive irrésistible du climat. C'est la raison pour laquelle des régions comme l'Europe se sont fixé un objectif qui, généralisé, permettrait de ne pas dépasser un réchauffement de 2 degrés.

La comparaison des scénarios établis par les climatologues montre que le respect de cette contrainte « 2° » n'a de bonnes chances statistiques d'être atteint que si l'humanité parvient à stabiliser à terme la concentration de l'ensemble des gaz à effet de serre (GES) vers 400 ou 450 parties par million en volume d'équivalent CO₂ (ppmv eq CO₂). Mais l'analyse montre aussi que tout dépassement trop important de cette concentration cible dans la période intermédiaire, entre 2020 et 2100 (au-delà de 475 à 500 ppmv) risquerait de rendre définitivement impossible l'atteinte de cette cible et de provoquer des changements climatiques irréversibles.

En 2005, la concentration de CO₂ était déjà de 379 ppmv. Et depuis l'année 2000, les émissions mondiales de l'ensemble des GES, ont augmenté à un rythme de 3 % par an et ne montrent aucun signe d'inflexion. On voit bien dans ces conditions que la concentration maximale acceptable risque d'être dépassée bien avant 2050.

C'est donc à beaucoup plus court terme que ne l'imaginent généralement les décideurs que se pose la question climatique. Pour éviter les dérives incontrôlables du climat terrestre il faut atteindre à très court terme un point d'inflexion et une chute de l'ordre de 40 % des émissions mondiales (en teq CO₂) dès 2030 par rapport à 1990.

Ceci implique la mise en place de politiques de réduction des émissions de chacun des gaz à effet de serre dont les influences sur le climat ont des caractéristiques différentes dans le temps et des points d'application sectoriels contrastés.

La sécurité énergétique

Très généralement limitée à tort à la sécurité **d'approvisionnement énergétique**, la sécurité énergétique nationale et régionale dépend bien évidemment de nombreux autres paramètres. À la vulnérabilité vis-à-vis de l'extérieur qui dépend à la fois de la nature des produits énergétiques (et des conditions géopolitiques associées), des secteurs économiques, mais aussi de l'efficacité énergétique sectorielle, s'ajoutent bien évidemment une série de paramètres qui concernent la vulnérabilité interne des économies : vulnérabilité aux phénomènes naturels (pluviométrie, régime des vents, crues et sécheresses, ouragans, sismologie, etc.) ou aux accidents de nature technique, mais aussi à des perturbations anthropiques, qu'il s'agisse d'actes de malveillance, de mouvements sociaux, ou de phénomènes de pointe de consommations. Là encore, l'analyse de la sécurité suppose, non seulement une exploration par technologie, par produit, par vecteur énergétique, par secteur économique et par territoire, mais aussi celle du plus ou moins grand foisonnement des solutions de rechange en cas de crise.

Les problèmes de sécurité énergétique de l'Europe aujourd'hui ne se réduisent donc pas aux questions de dépendance vis-à-vis du pétrole ou du gaz, même si la hausse récente et extrêmement rapide du coût de ces matières premières et les craintes d'une raréfaction à court terme de leurs ressources mobilise à juste titre l'attention des pouvoirs publics, des citoyens et des consommateurs.

Agir vite et fort

Ces préoccupations de sécurité énergétique et de lutte contre le changement climatique ne sont pas nouvelles.

Par contre ce qui est nouveau, c'est que les risques associés sont aujourd'hui reconnus non plus comme des risques de long terme, vers la fin du siècle, mais comme des risques de court terme, avant ou vers 2030. L'échelle des valeurs des solutions proposées pour faire face à ces deux crises dépend donc au premier chef de leurs dynamiques potentielles de pénétration d'ici 20 à 30 ans.¹

Au cœur de ces questions de dynamique, on trouve évidemment des considérations de nature économique et financière, mais aussi toute une série de questions qui relèvent de la formation des hommes, de l'organisation sociale, de l'organisation industrielle, de l'aménagement des territoires et des échanges territoriaux et mondiaux.

Le nucléaire face à ces enjeux

C'est donc à l'aune de ces défis qu'il faut apprécier l'intérêt d'une relance du nucléaire, sans quoi l'on risque fort, comme on l'a déjà fait plusieurs fois dans le passé, de se bercer d'illusions et de se préparer à de nombreux déboires.

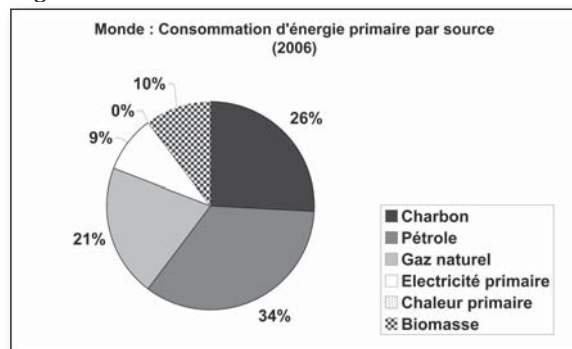
2. En 2006 ou en est-on ?

La figure 1 montre la décomposition par source d'énergie de la consommation d'énergie primaire dans le monde en 2006.

On constate que la source « électricité primaire »² représente 9 % de la consommation mondiale totale. Compte tenu des coefficients d'équivalence retenus au niveau international entre TWh électriques et Mtep³, la part de nucléaire dans le bilan primaire atteint 6 %.

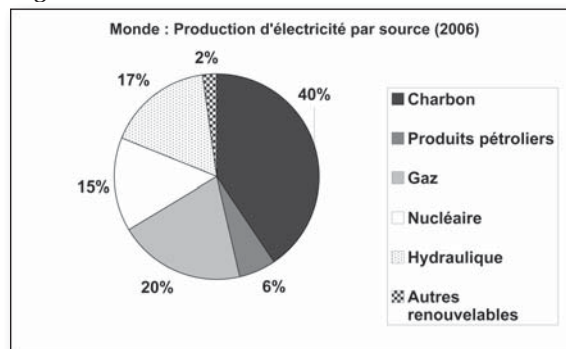
La production mondiale d'électricité est assurée, avec 2 800 TWh en 2006, pour 15 % par l'énergie nucléaire tandis que la part des énergies renouvelables est de 19 %, le reste étant assuré par les combustibles fossiles (fig 2).

Figure 1



Source : Enerdata

Figure 2



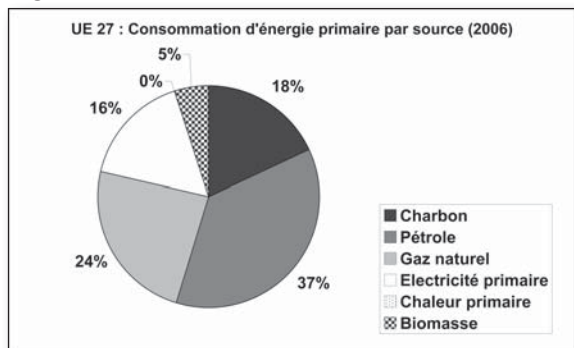
1 - C'est la raison pour laquelle une série de ruptures technologiques, par exemple la fusion thermonucléaire contrôlée, voire même les réacteurs de quatrième génération, dont les apparitions industrielles respectives se situent au mieux en 2080 ou 2040, n'apparaissent donc pas comme des solutions plausibles au problème posé.

2 - Constituée principalement de l'électricité d'origine nucléaire et hydraulique, mais également de l'éolien et du photovoltaïque dont les productions mondiales sont encore marginales.

3 - 1 TWh nucléaire = 0,21 Mtep et 1 TWh électricité renouvelable = 0,086 Mtep.

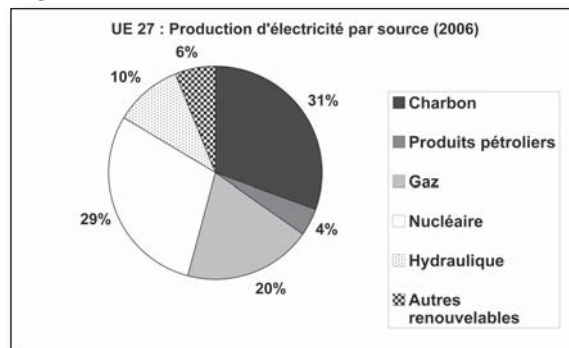
La consommation d'électricité primaire de l'Europe des 27 (figure 3), représente 18 % de sa consommation primaire totale, une part deux fois plus forte qu'au niveau mondial. Celle du nucléaire atteint 13 % de ce bilan primaire. La production d'électricité nucléaire de l'Europe des 27 (figure 4) représente 29 % de la production d'électricité totale derrière le charbon (31 %) et devant le gaz (20 %) et l'ensemble des renouvelables (16 %).

Figure 3



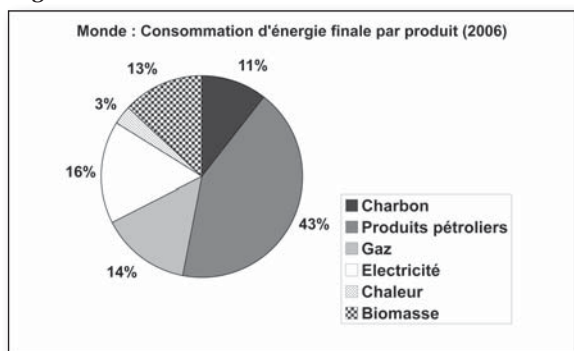
Source : Enerdata

Figure 4



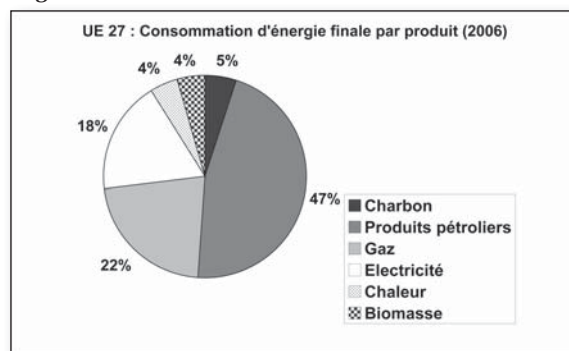
Il est important de compléter ce tableau général par une analyse de la consommation finale d'énergie mondiale et européenne par produits énergétiques. Il s'agit en effet de l'énergie mise effectivement à disposition des usagers après diverses transformations, aux bornes des compteurs de gaz, d'électricité ou de chaleur, au réservoir des camions et des voitures, sur le carreau des usines, etc. C'est l'objet des figures 5 et 6.

Figure 5



Source : Enerdata

Figure 6



L'électricité contribuant pour 16 % au bilan mondial en énergie finale (figure 5) et le nucléaire pour 15 % à la production d'électricité (figure 2), il s'en suit que le nucléaire contribue pour 2,4 % à la consommation finale mondiale d'énergie.

De même, l'électricité contribuant pour 18,3 % au bilan européen en énergie finale (fig 6) et le nucléaire pour 29,5 % à sa production d'électricité (figure 4), il s'en suit que le nucléaire contribue pour 5 % à la consommation finale européenne d'énergie.

Le tableau 1 résume l'ensemble de ces données

Tableau 1 : Part du nucléaire dans la consommation d'énergie

Part du nucléaire en % en 2006	Dans la consommation d'énergie primaire	Dans la production d'électricité	Dans la consommation d'énergie finale
Monde	6 %	15 %	2,4 %
Europe des 27	13 %	29,5 %	5 %

Dans le cas de la France, les produits pétroliers ont représenté en 2007 49 % de la consommation d'énergie finale dont ils constituent le premier poste, loin devant le gaz (21 %), l'électricité (21 %) et les énergies renouvelables thermiques (6 %).

La consommation finale d'électricité est de 424 TWh⁴ dont 28 TWh sont importés, 50 TWh produits par des centrales électriques à combustible fossile, 60 TWh par des centrales hydrauliques (et un peu d'énergie éolienne) et 286 TWh par des centrales nucléaires. La contribution du nucléaire à la consommation finale d'électricité est donc de 67 %. Comme la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale est de 20,7 %, la contribution du nucléaire à la consommation d'énergie finale de la France est de 14 %.

4 - TWh : TeraWatheure ou milliard de kWh (kilowatheure).

Il est donc difficile de prétendre que l'énergie nucléaire assure l'indépendance énergétique de la France.

Les contributions du nucléaire varient énormément selon les pays qui y ont recours. À eux seuls 3 pays, les États-Unis, la France et le Japon y contribuent pour 56 %. En Europe, la France, à elle seule, produit 45,5 % de l'électricité d'origine nucléaire de l'Union.

Le tableau 2 indique d'autre part la part du nucléaire dans la production d'électricité nationale des principaux pays dotés de cette technologie. Il fait ressortir la situation très particulière de la France dans ce domaine.

Tableau 2 : Part du nucléaire dans la production d'électricité nationale (2005)⁵

Pays	France	Ukraine	Suède	Corée du Sud	Japon	Allemagne	Roy. Uni	États-Unis	Russie	Canada	Reste du Monde
	79	48	46	38	28	26	20	19	16	15	8

Que s'est-il passé dans les deux dernières décennies ?

La production d'origine nucléaire mondiale a augmenté de 40 % depuis une vingtaine d'années : 2 800 TWh en 2008 contre 2 010 TWh en 1989. Par contre la puissance installée, 371 GW début 2008 (439 réacteurs) contre 328 GW en 1989 (423 réacteurs), n'a progressé que de 13 %, ce qui traduit à la fois une stagnation des commandes de nouvelles centrales et une amélioration du taux d'utilisation des centrales existantes.

La production d'électricité nucléaire de l'Europe des 27 est passée pendant la même période de 775 à 999 TWh, une augmentation de 29 %, plus modeste qu'au niveau mondial.

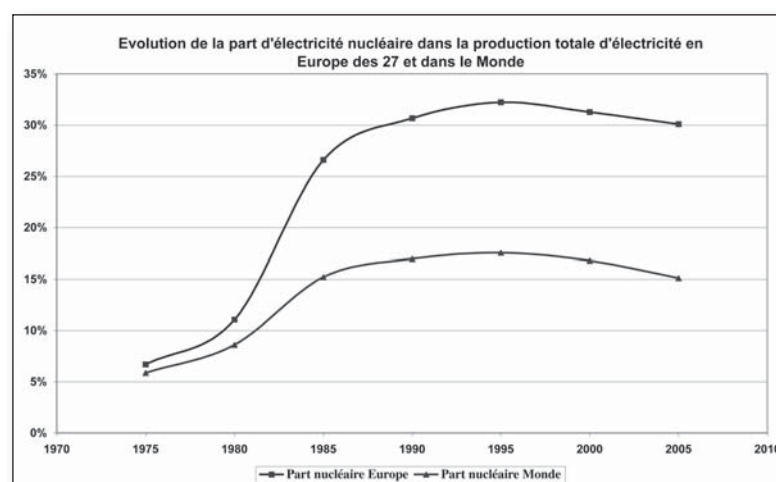


Figure 7

Mais pendant la même période la production mondiale d'électricité a cru de 63 % et celle de l'Europe des 27 de 33 %. L'évolution dans le temps de la part du nucléaire dans les bilans électriques mondial et Européen (figure 7) fait donc logiquement apparaître un maximum autour des années 1995 et une décroissance continue depuis cette date.

L'évolution des capacités pour les différentes sources de production d'électricité au cours des dernières années (tableau 3) illustre les raisons de cette chute de la part du nucléaire qui s'accélère depuis le début du siècle.

Tableau 3 : Augmentation des capacités installées entre 2000 et 2006.

Source	Charbon	Pétrole	Gaz	Biomasse	Nucléaire	Hydraul.	Eolien	Total
1 000 MW	280	28	398	11	22	105	53	
Part	31 %	3 %	44 %	1,3 %	2,4 %	11,7 %	6 %	100 %

Entre 2000 et 2006, 18 fois plus de capacités de production électrique à gaz, 13 fois plus de capacités à charbon, 5 fois plus de capacités hydrauliques et même 3 fois plus de capacités éoliennes⁶ ont été mises en route dans le monde que de capacités nucléaires.

⁵ - Source : AIE, « Key world energy statistics », 2007.

⁶ - Le tableau indique les puissances installées ; en termes de production d'électricité et à puissance égale, une centrale thermique à combustible fossile ou une centrale nucléaire, fonctionnant en base, fournira entre 2 et 3 fois plus d'électricité qu'une centrale éolienne soumise à l'intermittence du vent.

Les émissions de CO2 évitées en 2006.

Pour apprécier les économies de CO2 engendrées par les différents programmes nucléaires au niveau mondial, européen, ou national, on peut faire l'hypothèse qu'en l'absence de programme nucléaire l'électricité substituée le serait avec une variété de sources analogue à celle que nous constatons aujourd'hui hors nucléaire⁷. Sur cette base l'économie mondiale de CO2 engendrée en 2006 par le programme nucléaire mondial serait de 1,8 Gtonnes de CO2 et de 0,43 Gtonnes pour l'Europe des 27.

Ces émissions évitées en 2006 représenteraient 3,6 % de l'ensemble des émissions mondiales de GES (50 Gteq CO2) et 10 % des émissions européennes de GES.

Si l'on se borne à l'analyse du CO2 du système énergétique, le programme nucléaire contribuerait à une réduction de l'ordre de 6 % pour le Monde et de 15 % pour l'Europe des 27.

Mais si, dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, l'on remplaçait l'ensemble des centrales nucléaires mondiales actuelles par des cycles combinés à gaz modernes⁸, cela nécessiterait une consommation supplémentaire de 420 Mtep de gaz naturel (+17 %) responsables d'émissions de CO2 de 1 Gtonne de CO2. L'Europe consommerait 135 Mtep de gaz naturel supplémentaire (+30 %) responsables d'émissions de 320 Mtonnes de CO2.

Le tableau 4 rassemble de façon synthétique les différentes données précédentes pour 2006.

Tableau 4 : Contributions du nucléaire en 2006

Contributions du nucléaire à :	Monde	Europe des 27
La réduction d'émissions de CO2 du système énergétique	6 %* à 4 %**	15 % à 11 %
La réduction d'émissions de l'ensemble des GES (en eq CO2)	3,6 % à 2 %	10 % à 7 %

* variété actuelle de production d'électricité

** cycles combinés au gaz naturel

Voilà, ramené à la réalité, ce que représente en 2006 le nucléaire en termes de lutte contre le changement climatique. Ce n'est évidemment pas négligeable. Il faut cependant prendre conscience du fait que l'impact des programmes nucléaires actuels sur les gaz à effet de serre, même en Europe, reste très modeste et décroissant chaque année depuis les années 90.

Les émissions de gaz à effet de serre de la France ont été en 2005 de 553 Mteq CO2⁹, dont 378 Mtonnes de CO2.

Pour évaluer la contribution du nucléaire à la réduction des émissions, nous comparons les émissions de CO2 du système nucléaire actuel aux émissions produites par des centrales à cycle combiné au gaz naturel qui assureraient la même quantité d'électricité au consommateur final. Selon le niveau d'émission par kWh attribué au nucléaire, la différence entre les émissions de ces deux systèmes représente entre 60 et 100 Mteq CO2, soit 15 % à 20 % des émissions totales de gaz à effet de serre de la France. C'est loin d'être négligeable, mais il en reste 80 à 85 %. De plus, cette estimation est une valeur maximale car la France est amenée (notamment du fait du chauffage électrique) à importer de l'électricité d'origine fossile dont les émissions de CO2 à la production devraient en toute logique lui être attribuées.

Si la production d'origine nucléaire est remplacée par une production d'origine renouvelable, le gain en réduction des émissions de CO2 est comparable et même supérieur (dans le cas de l'éolien par exemple).

La sécurité énergétique

On a vu plus haut les conséquences globales des programmes nucléaires sur l'approvisionnement du Monde et de l'Europe en énergie primaire (respectivement 6 et 13 % avec les coefficients d'équivalence électrique) et en énergie finale (respectivement 2,4 et 5 %). Cette analyse globale doit être complétée par une analyse sectorielle et par produit énergétique. En effet :

- l'électricité est bien adaptée à un certain nombre d'usages domestiques, tertiaires et industriels, mais pratiquement interdite d'accès à certains secteurs comme les transports routiers, aériens et maritimes.
- l'électricité nucléaire présente des caractéristiques spécifiques qui limitent pratiquement ses usages à des applications « en base » (utilisation relativement stable et de longue durée sur l'année).

7 - Monde : 21 % renouvelables, 48 % pour le charbon, 24 % pour le gaz, 7 % pour le pétrole, Europe : 22,5 % renouvelables, 44 % pour le charbon, 28 % pour le gaz, 5,5 % pour le pétrole.

8 - Centrales à cycle combiné à gaz de rendement 58 %.

9 - La « tonne équivalent CO2 » ou teq CO2 est une unité conventionnelle commune pour les émissions des différents gaz à effet de serre.

Pétrole. Les programmes nucléaires actuels n'apportent qu'une très faible participation à la nécessaire substitution du pétrole dont la consommation¹⁰ à des fins énergétiques est à 68 % due aux transports au niveau mondial et européen. L'énergie nucléaire permet par contre des substitutions dans le secteur industriel et plus marginalement dans le secteur domestique où le chauffage électrique peut faire appel en période de pointe aux capacités consommant du fuel.

Charbon. C'est là que les programmes nucléaires mondiaux actuels apportent la contribution la plus significative en se substituant à des capacités électriques au charbon qui procurent un service analogue (électricité de base ou de semi base) et satisfont à travers le chauffage électrique ou des procédés électriques spécifiques, à des applications industrielles et domestiques. Dans ce dernier domaine le chauffage électrique fait cependant appel à des moyens de production ex charbon pendant les périodes de pointe (voir gros plan p 18).

Gaz naturel. La production nucléaire actuelle d'électricité se substitue pour une part à des capacités électriques à gaz et, à travers le chauffage électrique, à des applications industrielles et domestiques. Dans ce dernier domaine le chauffage électrique fait cependant appel à des capacités électriques ex gaz pendant les périodes de pointe.

Le tableau 5 illustre ces différents points pour une série de pays européens très hétérogènes dans leur recours au nucléaire pour leur production d'électricité.

Tableau 5 : Consommations de produits énergétiques fossiles par habitant de plusieurs pays d'Europe en 2007

Pays		UE 27	Allemagne	France	Italie	Roy.-Uni
Pétrole	tep	1,32	1,36	1,46	1,31	1,33
dont prod. élec	tep	0,05	0,03	0,04	0,12	0,02
Gaz naturel	tep	0,88	0,95	0,62	1,17	1,35
dont prod. élec	tep	0,28	0,22	0,09	0,47	0,45
Charbon	tep	0,66	1,02	0,22	0,29	0,63
dont prod. élec	tep	0,5	0,86	0,11	0,2	0,53
Part nucléaire*		28 %	22 %	77 %	0 %	16 %

*Part de la production brute d'électricité d'origine nucléaire dans la production brute totale d'électricité.

On y constate qu'un pays comme la France qui produit près de 80 % de son électricité à partir du nucléaire consomme plus de pétrole par habitant que la moyenne des Européens, que l'Allemagne (28 % de nucléaire), le Royaume Uni (20 % de nucléaire) et l'Italie (0 % de nucléaire).

Il est donc manifeste que le nucléaire, contrairement à l'opinion largement répandue, n'est pas en 2006 une réponse efficace à la pression pétrolière. Il n'en est pas de même pour le gaz et le charbon dont la consommation par habitant en France est plus faible que la moyenne européenne (-25 % pour le gaz et - 69 % pour le charbon). Notons enfin qu'en France, le remplacement de l'ensemble des centrales nucléaires par des cycles combinés à gaz pour mettre à disposition la même quantité d'électricité au consommateur final augmenterait de 0,8 tep par habitant la consommation de gaz naturel¹¹, mais en diminuant la consommation primaire d'énergie par habitant de 1,4 tep¹².

Les autres aspects de la sécurité énergétique :

La centralisation des moyens de production, exacerbée dans le cas du nucléaire¹³ engendre une vulnérabilité particulière aux conséquences d'une défaillance de production ou de transport de l'électricité d'autant plus que la taille des unités et des sites est importante. Dans le cas d'une forte proportion de nucléaire dans la production d'électricité (supérieure à 25 ou 30 %), et bien évidemment encore bien plus en France (79 %), les pannes génériques éventuelles qui peuvent affecter toute une génération de centrales sont une autre source majeure de vulnérabilité.

À ces différentes sources d'insécurité intérieure s'ajoutent les vulnérabilités intrinsèques associées à la filière nucléaire, de l'approvisionnement en uranium aux risques d'accident majeur, en passant par l'ensemble des risques pour l'environnement et de prolifération associés au cycle du combustible nucléaire qui feront l'objet d'un traitement spécifique dans la seconde partie de ce numéro.

10 - Hors usages non énergétiques.

11 - Petit mémento énergétique fiche 4 « les cahiers de Global Chance » www.global-chance.org

12 - Cet écart tient au mauvais rendement thermodynamique de la filière nucléaire (33 % contre 58 % pour les cycles combinés à gaz) et aux dépenses énergétiques du cycle du combustible nucléaire (en particulier Eurodif, usine d'enrichissement de l'uranium).

13 - Du fait de la taille des unités et de la difficulté de trouver des sites (en France, (58 centrales sur une vingtaine de sites pour une production nette de 419 TWh en 2007). Les sites de centrales à charbon peuvent cependant atteindre des tailles unitaires voisines des unités nucléaires.

Résumons-nous

En 2006 la filière nucléaire, en déclin relatif depuis 10 ans par rapport aux autres moyens de production d'électricité et plus généralement d'énergie, contribue pour moins de 2,5 % aux besoins finaux d'énergie de l'humanité et à 5 % des besoins d'énergie finale de l'Europe des 27. C'est évidemment très modeste.

Elle permet d'éviter, au niveau mondial, des émissions mondiales de gaz à effet de serre de l'ordre de 2 à 3,6 %¹⁴ et de 7 à 10 % en Europe. Elle évite au niveau mondial la mobilisation de 420 Mtep supplémentaires de gaz naturel ou de 550 Mtep de charbon (respectivement 17 et 18 % des consommations actuelles).

Par contre son effet sur la consommation de pétrole reste tout à fait marginale.

En dehors des risques spécifiques qu'elle entraîne (accident majeur, prolifération, déchets), elle crée des vulnérabilités particulières du fait de la centralisation extrême des moyens de production qu'elle met en œuvre.

3. Les enjeux à 2030

La relance actuellement envisagée, ou plutôt proclamée, au niveau mondial comme au niveau européen est-elle de nature à changer significativement la donne dans les 20 ans qui viennent vis-à-vis des questions de sécurité énergétique et de changement climatique ?

Pour en évaluer les véritables enjeux il n'est pas inutile de réexaminer à la lumière des évolutions récentes le scénario SUNBURN¹⁵ de relance mondiale du nucléaire établi en 2005 et dont les hypothèses principales étaient les suivantes :

- L'universalité de la solution, au sens du refus d'exclure certains pays pour des raisons idéologiques ou politiques, économiques, etc.
- Le maintien jusqu'en 2030 du caractère national des programmes que nous connaissons aujourd'hui.
- Un fonctionnement en base du nucléaire (de l'ordre de 7000 heures par an) pour assurer une rentabilité suffisante des installations.
- Un seuil minimum de demande électrique annuelle au-dessous duquel il n'est pas envisageable, pour des raisons de sécurité de fourniture, d'introduire des tranches nucléaires. Le seuil retenu était de 4GW. Combiné à l'hypothèse d'un fonctionnement en base on aboutit à un seuil d'accès de l'ordre de 60 TWh/an¹⁶.
- Des contributions à la base des autres moyens de production différenciés : 30 % pour l'hydraulique, 20 % pour l'éolien, 60 % pour la biomasse, 100 % pour les déchets et la géothermie,
- Enfin des durées de vie des installations s'échelonnant de 20 à 50 ans pour les différentes filières de production et des délais de construction de 1 an (éolien) à 6 ans (nucléaire) et de mise en route des programmes nucléaires de 3 à 5 ans pour les nouveaux pays entrants.

Le scénario SUNBURN établit sur ces bases, par pays ou par zone géographique, et année après année, sur la base du scénario « Business as usual » de l'AIE¹⁷, les besoins d'électricité de base, les capacités existantes en service et leur contribution à la production de base, les capacités renouvelables mises en place et leurs contributions à la production de base, enfin les besoins restants susceptibles d'être satisfaits par l'énergie nucléaire. Une part plus ou moins grande de ce besoin résiduel est alors rempli par l'énergie nucléaire, compte tenu du délai initial de démarrage des programmes et des dynamiques industrielles.

Avec ces différentes hypothèses normatives, on assistait bien entendu à un développement extrêmement rapide du nucléaire mondial à partir de 2015. Les mises en service de nouvelles capacités, de l'ordre de 3GW par an en moyenne entre 2000 et 2005, atteignaient dans ces conditions une vingtaine de GW dès 2015, 40 GW en 2020 75 GW en 2025 et plus de 100 en 2030 (soit l'équivalent du parc américain actuel), un marché mondial multiplié par 50 en 25 ans. La capacité nucléaire atteignait 1 200 GW en 2030 pour une production électrique de près de 9000 TWh/an. Une trentaine de nouveaux pays (8 en Europe¹⁸, 4 en Amérique du Sud, 5 en Afrique, 5 au Moyen Orient, 7 en Asie) accédaient au nucléaire. L'Europe des 27 cumulait 1 400 TWh en 2030, la Chine, l'Inde, la Corée

¹⁴ - Selon les substitutions envisagées.

¹⁵ - Le scénario Sunburn de relance du nucléaire mondial (B Dessus, et PH Girard) Cahiers de Global Chance n° 20, 2006.

¹⁶ - Les besoins de base représentent environ 50 % des besoins annuels totaux.

¹⁷ - World Energy Outlook 2004.

¹⁸ - Dont le Portugal, l'Italie, la Pologne, la Grèce, l'Autriche, et le Danemark.

du Sud malgré l'abondance du charbon régional bon marché, cumulaient aussi près de 1 400 TWh à eux seuls en 2030.

Pourtant même dans des circonstances aussi manifestement favorables au nucléaire, les conséquences sur les émissions de CO₂ et les ressources fossiles restaient relativement modestes. La comparaison avec le scénario de l'AIE où le nucléaire se maintient à son niveau actuel est éclairante :

S'il était intégralement appliqué, le scénario Sunburn permettrait d'éviter, en 2030, 9 % de l'ensemble des émissions de CO₂ énergétiques par rapport au scénario prévisionnel de l'AIE (5 à 6 % par rapport à l'ensemble des GES de 2030), mais seulement 2,9 % des émissions cumulées de 2006 à 2030 de ce même scénario, soit 7 mois d'émissions de l'année 2030. Il permettrait d'autre part une économie de l'ordre de 15 % d'énergie fossile en 2030 mais seulement 5 % du cumul de l'énergie fossile dépensée d'ici 2030, essentiellement du charbon et du gaz naturel. Il s'avérerait par contre largement inopérant dans le domaine pétrolier.

En Europe, cette relance permettrait en 2030 d'économiser 200 Mtep de gaz naturel (30 %) et d'éviter des émissions de 480 Mtonnes de CO₂ par rapport à l'hypothèse d'un abandon total du nucléaire à cet horizon.

Une situation somme toute assez semblable à celle que nous connaissons en 2006.

Les auteurs pointaient déjà avec insistance les nombreuses questions critiques à résoudre :

- la question financière, avec un investissement de 50 milliards d'euros par an en moyenne de 2015 à 2030, sur la base d'un coût estimé à l'époque de 1 500 euros/kW, (avec 1 euro à 1,20 dollar).
- la question des besoins en compétences avec la nécessité de former 500 000 techniciens avant 2030 dans des structures aujourd'hui inexistantes,
- la question des capacités industrielles, aussi bien de construction des centrales, que de mise en place du cycle du combustible, ou d'ouverture de nouvelles mines d'uranium,
- la question de la gouvernance, avec la nécessité d'un investissement humain et organisationnel majeur de la part des pays qui souhaitent se doter d'un programme dans les 10 à 15 ans qui viennent, mais aussi de fixation de règles internationales qui s'imposent à tous les pays concernés (circulation des matières et déchets, mesures contre les risques de prolifération, sûreté et sécurité des installations, etc.). À ce propos, dans une note très récente, l'Autorité de sûreté nucléaire française insiste en ces termes sur cette question en sous titrant son texte de la formule « *Parlons clair. L'apprentissage de la sûreté nucléaire est une longue marche* »¹⁹.

Sans compter bien entendu les risques spécifiques engendrés par cette relance (risques d'accident majeur, prolifération, déchets) liés à la multiplication des installations, à leur rapide dissémination géographique et à l'irréversibilité des solutions technologiques qu'induirait un tel scénario en imposant la réussite du pari d'une généralisation à l'échelle de la plupart des pays du monde de filières nucléaires reposant sur l'usage massif du plutonium, rendu indispensable au nom de la pérennité de la ressource.

Trois ans plus tard, où en sommes-nous, au-delà des proclamations, par rapport à cette image ?

On constate tout d'abord qu'en 2007 la production nucléaire a poursuivi son déclin (-2 % par rapport à 2006) et qu'aucun programme d'envergure n'a été lancé depuis 2005. La construction des deux seuls réacteurs prévus en Europe, l'EPR finlandais et l'EPR français (à l'exception, il est vrai, des deux réacteurs bulgares Belene 1 et 2 officiellement en construction depuis 1987) rencontre dès le début des difficultés et des retards importants (de l'ordre d'au moins deux ans pour l'EPR finlandais).

On constate d'autre part que les coûts d'investissement du nucléaire en dollars se sont envolés depuis 2000²⁰, de 170 %, beaucoup plus vite que ceux de l'éolien (110 %) et surtout que ceux des centrales à charbon (80 %) et des centrales à gaz (90 %). Il est dans ces conditions très improbable que les grands pays asiatiques et les États-Unis qui disposent de réserves importantes et bon marché de charbon y renoncent presque totalement pour la production d'électricité de base et adoptent massivement la filière nucléaire.

De même l'absence d'investissement dans la recherche et la production d'uranium de ces 10 dernières années se traduit par une tension sur les prix de l'uranium qui se sont multipliés par 10 sur le marché spot depuis 2002. Tension qui a toutes chances de se maintenir, voire d'augmenter puisque les délais d'ouverture de nouvelles mines ne
 19 - Position du collège de l'ASN : « Il faut assurer la sûreté des nouveaux projets de construction de réacteurs nucléaires dans le monde » 16 juin 2008.

20 - Cambridge Energy Research Associates, *Construction Costs for New Power Plants Continue to Escalate : IHS CERA Power Capital Costs Index*, www.cera.com

cessent de se rallonger. Enfin les tensions politiques, aussi bien en Corée du Nord qu'en Iran à propos du nucléaire ont renforcé depuis 2005 la méfiance de la communauté internationale vis-à-vis de l'accès d'un certain nombre de pays au nucléaire, fût-il civil.

À la lumière de cette évolution et malgré le discours optimiste des promoteurs du nucléaire, il paraît clair que la réalisation d'un tel scénario, considéré déjà en 2005 comme particulièrement optimiste, est de plus en plus improbable, (même avec un délai supplémentaire de 4 à 5 ans qui aurait des conséquences importantes en 2030)²¹

Plus récemment l'AIE, pour le compte du G8, renonçant sans raison très explicite à son attitude réservée sur les capacités de croissance mondiale du nucléaire à l'horizon 2030²², produit un scénario beaucoup plus favorable à l'énergie nucléaire²³. Il est fondé sur une hypothèse assez simpliste d'adoption d'un rythme de croissance par rapport au PIB mondial analogue à celui qu'a connu le nucléaire à sa période la plus faste. Sur cette base, le scénario « Bluemap », le plus favorable à la filière nucléaire, arguant des plans de fort développement potentiel affichés par la Chine, la Russie, l'Afrique du sud, les États-Unis, l'Ukraine, et l'Inde, et d'une estimation des coûts d'investissement futurs nucléaire de l'ordre de 2 500 \$/kW projette une production nucléaire mondiale de l'ordre de 6 000 TWh en 2030 et de 9 000 TWh en 2050. Mais cette analyse de type industriel évite, au contraire du scénario Sunburn, toute description des besoins et des contraintes régionales, n'aborde pas la question des ressources en uranium et semble très optimiste en matière de coûts d'investissement par rapport à la réalité d'aujourd'hui.²⁴

Imaginons néanmoins qu'il puisse être mis en œuvre dans les délais prévus. Il permettrait aux dires mêmes de l'AIE une économie des émissions de CO₂ du système énergétique de 5 % en 2050 (3,5 % environ de l'ensemble des GES) à cet horizon²⁵. C'est non seulement très peu dans l'absolu mais surtout très peu par comparaison avec les autres pistes suggérées par la même étude et en particulier celle des économies d'électricité qui sont estimées à elles seules à plus du double (10 %) et à des coûts bien inférieurs (voir gros plan p 17).

L'ensemble des études d'une relance massive du nucléaire, au-delà des questions de crédibilité politique et économique qu'elles soulèvent, montrent donc la marginalité des résultats qu'on peut en attendre à moyen terme (2030) du double point de vue de la sécurité énergétique et du réchauffement climatique.

Le caractère indispensable d'un recours massif à l'énergie nucléaire pour répondre aux deux défis principaux qui nous guettent à l'horizon 2030, celui du climat et celui de la sécurité énergétique, n'est donc pour le moins pas avéré. Dans tous les cas, la contribution du nucléaire à la solution de ces questions garde un aspect marginal.

C'est en balance de cette marginalité, intentionnellement absente du discours des promoteurs du nucléaire, qu'il faut analyser l'ensemble des problèmes politiques, économiques, environnementaux et sociétaux majeurs qu'induirait une relance mondiale et européenne massive de la filière nucléaire comme celle proposée aujourd'hui par la Présidence française de l'Union européenne.

21 - Un retard de 5 ans diminuerait de 30 % la production nucléaire en 2030.

22 - Dans les scénarios Outlook 2004 et 2006 le nucléaire stagnait ou connaissait une croissance modeste de 2GW par an dans Outlook 2006.

23 - Energy technology perspectives 2008, Scenarios and strategies to 2050, AIE.

24 - Une sous-estimation de l'ordre de 30 à 40 % par rapport aux coûts estimés du réacteur EPR finlandais.

25 - Au point qu'on peut se demander si l'AIE n'a pas volontairement dressé ce scénario a priori optimiste pour en souligner l'inefficacité et le manque d'intérêt par rapport à d'autres pistes de réduction des émissions de GES.

GROS PLAN

Économies d'électricité contre relance nucléaire ?

Dans son rapport « Energy technology perspectives 2008, Scenarios and strategies to 2050 », l'AIE propose un scénario de relance du nucléaire mondial censé permettre d'atteindre une production d'électricité de 6 000 TWh en 2030 contre 2 800 aujourd'hui, grâce à l'installation de 500 GW supplémentaires par rapport au scénario « Business as usual » de stagnation du nucléaire pour un coût d'investissement cumulé d'un minimum de 1 000 milliards d'euros. Poussé jusqu'en 2050, ce programme, avec 9 000 TWh, représenterait 6 % de l'effort indispensable pour ramener les émissions mondiales de CO₂ à 14 Gtonnes à cette époque. Dans cette même étude l'AIE examine l'ensemble des autres possibilités de réduction des émissions à l'horizon 2050. c'est l'objet du tableau 1.

Tableau 1. Contributions de différentes options de réduction de CO₂ du système énergétique à l'horizon 2050

Secteurs d'action de réduction de CO ₂	Gtonnes CO ₂	Réduction %
Séquestration du CO ₂ dans l'industrie	4,3	9 %
Séquestration du CO ₂ dans la production d'électricité	4,8	10 %
Nucléaire	2,8	6 %
Renouvelables	10,1	21 %
Total activités productives	22	46 %
Efficacité et substitutions dans la production d'électricité	3,4	7 %
Substitutions dans les usages finaux de l'énergie	5,3	11 %
Économies d'électricité	5,8	12 %
Économies de carburants	11,5	24 %
Total économies d'énergie	26	54 %
Total	48	100 %

Les économies d'énergie jouent le rôle principal avec 54 % du total, suivies des énergies renouvelables pour 21 % et de la séquestration du CO₂ pour 19 %. Le nucléaire arrive bon dernier avec 6 % du total des réductions, deux fois moins que les économies d'électricité

Pour illustrer ce dernier point sur un exemple significatif il n'est pas inutile de rappeler que l'AIE a aussi publié en 2006 un rapport exclusivement consacré à un programme d'économie d'électricité de l'éclairage mondial et à ses diverses conséquences « Light's labour's lost: policies for energy efficient policies ». On y apprend que la consommation totale d'électricité entraînée par l'éclairage atteignait 2 650 TWh en 2005, 19 % de l'ensemble des consommations d'électricité mondiale. L'AIE compare l'évolution de cette consommation dans un scénario « business as usual » et dans un scénario où des lampes économes sont systématiquement introduites chaque fois que leur durée d'usage annuelle le justifie. L'économie d'électricité en 2030 atteindrait ainsi 1 635 TWh, la moitié de la production supplémentaire d'électricité nucléaire proposée par l'AIE.

Mais à quel coût d'investissement ? Sur la base d'un coût estimé par l'AIE à 1 \$ par lampe à incandescence de 100 W, de durée de vie de 1 500 heures et de 5 \$ pour une ampoule économe de durée de vie de 10 000 heures (environ 7 fois supérieure) il serait nécessaire de renouveler 20 fois d'ici 2030 les ampoules à incandescence contre trois fois les ampoules économes d'ici 2030. L'investissement supplémentaire cumulé de ce programme d'achat de lampes économes atteindrait alors 75 milliards \$ en 2030¹ contre près de 100 milliards de dollars pour l'achat de lampes à incandescence qu'il aurait fallu renouveler à un rythme 7 fois plus élevé. Sans même compter les économies d'électricité ainsi réalisées chaque année, de l'ordre de 165 milliards de dollars en 2030.²

1 - Achat cumulé de 100 milliards de lampes à incandescence entre 2010 et 2030 contre 15 milliards de lampes économes sur la même période.

2 - hyp : 10 cts\$/ kWh

GROS PLAN

Pas si vertueux que cela le chauffage électrique !

L'option « tout électrique, tout nucléaire » sur laquelle avait surfé la France depuis les années 70 au titre de son « indépendance énergétique » et qui avait conduit à une utilisation massive du chauffage électrique par effet joule a trouvé, à partir du milieu des années 90, une nouvelle justification de taille : la quasi absence d'émissions de gaz carbonique, le principal gaz à effet de serre. Les vendeurs de convecteurs et EDF tenaient là un bon argument de vente.

Ce n'était pourtant pas si simple. Même en France en effet, où près de 80 % de l'électricité provient du nucléaire, le chauffage électrique fait appel à de l'électricité d'origine fossile responsable d'émissions de CO₂. En effet, en hiver, la pointe de chauffage y est bien souvent satisfaite avec des moyens de production fossiles. Au point que l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et Électricité de France (EDF) annonçaient pour la période 2000-2004 des émissions moyennes de 180 g par kWh électrique de chauffage domestique. Un gain modeste par rapport à un chauffage à gaz moderne (<10%) mais plus confortable par rapport à un chauffage au fuel (40 %) comme le montre le tableau 1.

Tableau 1. Comparaison des émissions de CO₂ de différents modes de chauffage en France sans échanges d'électricité avec l'Europe.

Mode de chauffage	Émissions de CO ₂ /KWh	par rapport à l'électricité
Chauffage électrique en France alimenté par le parc électrique national*	180 g	
Gaz naturel*	195 g	+8 %
Fuel domestique*	310 g	+2 %

*Hypothèses : rendement chauffage électrique = 1, rendement chaudière gaz 0,95, rendement chaudière fuel, 0,85.

Bref dans une France autarcique en électricité, un gain d'émissions de CO₂, certes, mais modeste.

Mais qu'en est-il aujourd'hui alors que l'Europe est passée par là avec son marché intérieur de l'électricité ?

L'électricité consommée par le chauffage domestique en France n'est plus seulement française : elle est européenne. A chaque instant le gestionnaire du réseau se procure sur le marché européen le kWh le moins cher disponible. L'ADEME et RTE, le gestionnaire du réseau électrique français, ont calculé les conséquences de cette ouverture du marché sur le contenu en CO₂ du kWh de chauffage électrique. C'est l'objet du tableau 2

Tableau 2. Comparaison des émissions de CO₂ de différents modes de chauffage en France dans le cadre du marché européen de l'électricité.

Mode de chauffage	Émissions de CO ₂ /KWh	par rapport à l'électricité
Chauffage électrique en France alimenté par le parc européen	500 à 600 g	1
Gaz naturel	195 g	- 60 % à 67 %
Fuel domestique	310 g	-38 % à - 48 %

Il montre que le chauffage par effet joule devient une catastrophe du point de vue des émissions de CO₂. Deux fois et demi à trois fois pire que si on avait installé des chaudières à gaz plutôt que des convecteurs dans nos maisons !

L'installation de pompes à chaleur (PAC) permet certes une amélioration des bilans CO₂. Mais il faut atteindre un coefficient de performance moyen sur l'année de ces pompes d'un facteur 3 pour rattraper les performances d'un chauffage au gaz, ce qui n'est pas le cas des PAC air-air les plus vendues aujourd'hui...

Promesses de désillusion : derrière le rêve nucléaire français

Un nucléaire marginal au niveau mondial, peut-être, mais voyez l'exemple de réussite français sur le plan économique, comme sur le plan industriel ou environnemental ! Pourquoi, devant un tel bilan, ne pas faire comme la France !

L'argument mérite qu'on s'y arrête un moment :

Qu'y a-t-il en effet derrière la vulgate récurrente d'une industrie sûre d'elle-même et de ses réussites techniques et économiques, qui protège notre indépendance énergétique, préserve le climat, maîtrise ses déchets, respecte notre environnement, constitue un rempart efficace contre le terrorisme, etc...

Que dire du nucléaire français en termes économiques, en terme industriels, en termes d'environnement, de déchets, de prolifération... C'est l'objet de ce chapitre.

Global Chance

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

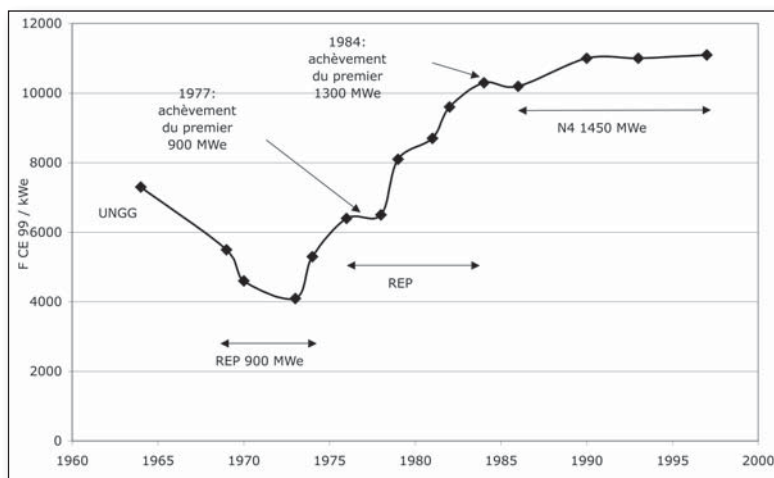
L'industrie nucléaire française a ainsi collectionné les mauvais choix dans le développement de technologies clés. Elle a aussi échoué avec constance à amener ses nouveaux équipements aux niveaux de performances envisagés. De nouveaux projets de réacteurs ou d'installations du cycle du combustible ont 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 industriel officielle 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.

GROS PLAN

De la planification à la surcapacité

Certaines décisions cruciales pour l'évolution du programme nucléaire français se sont appuyées sur des prévisions radicalement fausses. Le principal exemple en est le développement du programme nucléaire français à travers un parc important de réacteurs à eau légère (REL) décidé en 1973-1974. Basées sur des prévisions irréalistes de la demande électrique, ces décisions ont eu un impact très fort et très durable sur les politiques nationales en matière de nucléaire et d'énergie.

La série des rapports PEON donne des informations détaillées sur les projections de la consommation électrique, en montrant comment la prévision pour une année donnée a évolué d'un rapport à l'autre (tableau 1). En fait, les experts officiels français, comme ceux de la plupart des pays occidentaux à la même époque, ont basé la programmation sur une prévision d'augmentation très élevée, basée approximativement sur un doublement de la consommation électrique tous les dix ans. En 1964, leur prévision était de 103 TWh en 1965, donc 205 en 1975 et 410 en 1985. Il y a eu au contraire un ralentissement significatif de la croissance de la demande en électricité par rapport à la poursuite de la croissance économique. La prévision pour 1985 a été de 33 % supérieure à la consommation réelle finale de 303 TWh seulement. Le rapport décisif pour le lancement du « programme Messmer » (du nom du Premier ministre d'alors), publié en 1973, prévoyait 750 TWh de demande électrique en l'an 2000, soit une surestimation de 75 % de la demande réelle qui s'est établie à environ 430 TWh.

Le découplage entre cette « règle » et l'évolution réelle de la demande a été évident dès la fin des années 1970. Pourtant, les derniers rapports de la série PEON préoyaient encore la construction d'une énorme capacité nucléaire pour atteindre 158 GWe en l'an 2000 (dont environ 40 GWe de réacteurs surgénérateurs du type de Superphénix...). Un rythme de construction correspondant à cette projection a été maintenu pendant toute la première moitié des années 1980, n'arrivant à une pause quasi complète qu'en 1985, alors que 54 des 58 réacteurs REP actuellement en exploitation (représentant un total de 63,8 GWe) avaient été construits ou au moins commandés.

En fait, alors que certains pays ont renoncé à certains aspects de leurs programmes et ont annulé certains projets de réacteurs¹, EDF n'a abandonné aucune commande. De ce fait, la France a été marquée par une surcapacité nucléaire qui perdure. Cette situation a eu un impact important sur les paramètres économiques du nucléaire, et plus important encore en constituant un obstacle à la maîtrise de la demande énergétique et au développement des énergies renouvelables dans le secteur électrique.

Tableau 1. Prévisions de consommation électrique dans les rapports PEON, 1964-1979 [source : CDP, 2000]

Année de prévision	Consommation électrique en France (TWh)							
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	2000
1964	72	103	150	205	290	410		
1968				210	300	400		
1970				200	285	400		
1973				195	280	400		750
1974						355-420		
1976						365		
1978							350-450	
1979							400-450	530-700
Réelle	72	102	140	181	249	303	349	430

¹ - 138 réacteurs ont par exemple été annulés à différents stades de planification et de construction aux États-Unis, à comparer aux 103 réacteurs en fonctionnement en 2008.

GROS PLAN

La perte des compétences

« Tout l'objet de l'anticipation de cette tête de série est de remettre le tissu industriel en capacité de faire et en compétence »

Directeur de l'ingénierie nucléaire d'EDF, à propos du projet EPR de Flamanville, réunion publique de Paris du débat public national sur le projet, 29 novembre 2005

Le débat public national qui a précédé la procédure d'autorisation du projet EPR français à Flamanville a mis en lumière la raison essentielle de sa construction à un moment où, comme les opposants l'ont fait remarquer, aucune production nucléaire supplémentaire n'était nécessaire. EDF a indiqué très clairement dans les débats publics que, même si la société ne prévoyait aucun problème pour la vente de l'électricité du nouveau réacteur, la production énergétique n'était pas la justification principale de son projet. À une occasion, un haut responsable de la Direction des études d'ingénierie d'EDF a même reconnu que le projet EPR pourrait se solder par une perte financière à court et moyen terme, mais qu'il s'agissait pourtant d'une étape décisive dans la stratégie industrielle d'EDF à long terme.

La principale raison pour laquelle EDF construit un EPR est la nécessité de maintenir des compétences industrielles, organisationnelles et techniques qui connaissent actuellement une terrible érosion. L'opérateur envisage de poursuivre sa stratégie singulière et de rester le seul exploitant nucléaire capable de construire ses propres réacteurs. La vitrine internationale offerte par la construction d'un EPR en France est aussi considérée comme vitale pour Areva, qui a prévenu au cours du débat public que « en l'absence de nouvelles commandes, l'ingénierie française serait privée de la taille critique, des moyens et des motivations nécessaires pour maintenir sa supériorité technologique ».

La question des compétences est principalement un problème de ressources humaines. La pyramide des âges du personnel du secteur de l'industrie nucléaire française est fortement influencée par l'histoire du programme nucléaire, avec un grand nombre d'embauches dans la phase de croissance rapide puis une phase de maintien des effectifs. Elle a pour consé-

quence un fossé générationnel entre les chercheurs, ingénieurs et techniciens qualifiés qui ont développé le parc nucléaire français tel qu'il est aujourd'hui, et les nouveaux arrivants qui auront à assurer la construction et l'exploitation des réacteurs en remplacement des installations existantes (et qui devront aussi, pour compliquer les choses, gérer son héritage en termes de déchets et de démantèlement...). D'un côté, environ 40 % des membres du personnel actuel d'EDF dans les réacteurs prendront leur retraite d'ici 2015 ; de l'autre, il y a une pénurie de diplômés disposant des qualifications nécessaires à la suite de plusieurs années de diminution du nombre des étudiants intéressés par des études nucléaires.

Il ne suffit pas d'inciter un grand nombre de nouveaux ingénieurs et techniciens à se lancer dans une carrière dans l'industrie nucléaire, encore faut-il que ce personnel soit formé et bénéficie d'une expérience de terrain. Dans la pratique, au contraire, des problèmes opérationnels sont entraînés par un renouvellement insuffisant des compétences, que l'Inspecteur général d'EDF pour la sûreté nucléaire a qualifié dans son rapport annuel 2007 de « première préoccupation du management » et qui concerne tous les niveaux de direction et tous les sites de l'ensemble du secteur nucléaire (et pas seulement EDF).

Finalement, la question s'étend à des aspects organisationnels et industriels, comme la capacité de forger les plus gros composants de la cuve d'un EPR. La seule usine capable jusqu'à présent de forger des lingots de la taille nécessaire (450 tonnes), appartenant à Japan Steel Works, fournira les composants pour les EPR finlandais et français. Ce n'est qu'en juillet 2008 qu'Areva a annoncé qu'il procéderait aux investissements nécessaires pour moderniser sa forge du Creusot et produire des composants pour les futures commandes d'EPR.

GROS PLAN

Les problèmes des projets EPR

« C'est difficile de construire une centrale nucléaire. »

François Fillon, Premier ministre français, 30 mai 2008

Les problèmes rencontrés sur les chantiers de construction EPR à Olkiluoto en Finlande comme à Flamanville en France montrent à quel point la construction d'une centrale nucléaire peut devenir difficile, étant donné le niveau de spécifications à respecter et les compétences nécessaires. Dans les deux cas, des problèmes sont apparus au cours des premières phases de la construction, considérées comme les moins complexes, comme le coulage du béton et le soudage de l'acier. Pourtant, les sociétés impliquées, Areva comme fournisseur, Bouygues comme sous-traitant pour les travaux de construction, EDF..., comptent parmi les plus réputées du secteur. La construction d'un réacteur nucléaire s'avère difficile à gérer pour l'élite de l'industrie française du nucléaire et du génie civil.

La construction du premier EPR a commencé en octobre 2005 en Finlande et les problèmes n'ont pas tardé à se présenter. Deux ans et demi plus tard, le projet accuse un retard d'au moins deux ans sur le programme. L'autorité de sûreté nucléaire finlandaise, STUK, a tenu des propos très clairs et très critiques sur la responsabilité du fournisseur dans ce retard. Dans un rapport publié en juillet 2006, le STUK considère que « le temps et les moyens nécessaires à la conception détaillée du réacteur OL3 ont été clairement sous-estimés lorsqu'un accord est intervenu sur le planning global » et que « d'importants problèmes mettent en cause la direction du projet ». L'organisme public insiste sur l'insuffisance de l'accompagnement de sous-traitants qui n'ont aucune expérience de la construction dans le secteur nucléaire. Pour le STUK, « l'incompétence dans le rôle de constructeur devient évidente dans les préparations du coulage du béton du radier ».

Début 2007, le STUK a établi une liste de 1 500 problèmes de sûreté et de qualité liés au projet, dont certains très sérieux, et a évoqué l'éventualité de problèmes qui n'auraient pas été détectés. La plupart des composants de la cuve du réacteur, le pressuriseur et

les générateurs de vapeur n'ont pas été fabriqués correctement. Le futur exploitant, TVO, s'est également plaint, son chef de projet rappelant en février 2008 qu'à l'époque Areva n'avait transmis que la moitié des plans de l'EPR.

Les travaux de construction du second EPR ont commencé deux ans plus tard à Flamanville. Là encore, des problèmes sont apparus dès le début. Le 3 décembre 2007, le jour même de la première coulée de béton sur le site, une inspection effectuée par l'Autorité de sûreté nucléaire, l'ASN, a conclu que le contrôle qualité des procédures pour le radier en béton était « insatisfaisant ». Certaines spécifications de base n'avaient pas été respectées et les procédures correctes n'avaient pas été suivies pour le mélange, le coulage et l'échantillonnage du béton. Une autre inspection, dix jours plus tard, a fait apparaître des erreurs d'hypothèses et des violations de la réglementation concernant une éventuelle interaction entre les travaux de construction et les deux tranches en fonctionnement, ce qui semble indiquer une absence plus large de culture de sûreté élémentaire.

Des inspections effectuées ultérieurement pendant le premier semestre 2008 ont identifié une série d'anomalies qui ont amené l'ASN à relever « un manque de rigueur dans la construction sur le site, des difficultés dans la gestion des prestataires extérieurs et des problèmes organisationnels ». Finalement, le 23 mai 2008, l'ASN a pris la décision très inhabituelle d'arrêter le bétonnage de toutes les parties importantes pour la sûreté de l'installation. Une longue série de rapports d'inspection a énuméré des erreurs très sérieuses affectant la qualité du béton, trop poreux à certains endroits, la qualité de la réparation des fissurations qui en ont résulté, le respect des spécifications pour les soudures, etc. Le 17 juin 2008, l'ASN a autorisé un redémarrage conditionnel des travaux de bétonnage sur la base d'un engagement d'EDF sur un plan d'amélioration du contrôle qualité et de l'organisation.

La sûreté : Une évolution à risque

« Même un accident mineur serait un désastre, car il pourrait remettre en question l'acceptabilité du nucléaire en France et peut-être dans le monde. »

Bruno Lescoeur, Vice-Président exécutif, EDF, Rencontre biennale du World Association of Nuclear Operators (WANO), Berlin, 13-14 Octobre 2003.

Les accidents nucléaires de Three Miles Island (1979) et Tchernobyl (1986) ont démontré le potentiel d'événements catastrophiques dans les centrales nucléaires. Alors qu'ils avaient un impact significatif sur le développement des programmes nucléaires dans un grand nombre de pays, ces accidents n'ont pas véritablement affecté l'industrie nucléaire en France. La confiance avec laquelle les pionniers du programme nucléaire français avaient promis qu'un accident majeur ne pourrait se produire en France a développé un sentiment d'immunité qui persiste en partie. Les installations nucléaires françaises sont décrites comme parmi les plus sûres au monde, et l'industrie entretient soigneusement l'idée « qu'un accident comme Tchernobyl est impossible en France ».

Il n'est pas facile de préciser ce qui pourrait réellement se passer. Il est important, en premier lieu, de noter que la technologie, l'organisation et le système de contrôle développés dans les installations nucléaires françaises ne sont pas fondamentalement différents, si l'on prend en compte quelques spécificités nationales, de ceux en place au moins dans les autres pays occidentaux. Comme partout ailleurs dans le monde, les accidents nucléaires ne sont pas « impossibles » en France, nous disent les experts de la sûreté, mais plutôt « improbables ». Cette différence essentielle ouvre un champ entier de discussion sur la probabilité des événements, depuis la façon dont elle peut être évaluée jusqu'au niveau d'occurrence qui devrait être accepté.

Il n'y a pas eu d'autre relâchement catastrophique de radioactivité avec des conséquences telles que des évacuations massives et la contamination de territoires depuis Tchernobyl. Et il n'y a pas eu en France d'accident majeur, au sens d'un événement accidentel dans une installation nucléaire avec des conséquences graves immédiates pour les travailleurs ou les populations et l'environnement. Pour autant, faut-il considérer que le niveau de sûreté s'améliore dans le monde et qu'il est encore plus élevé qu'ailleurs en France ?

Un accident qui survient démontre une faille dans la sûreté, mais le contraire n'est pas vrai. L'absence d'accident indique seulement que, si des failles potentielles dans la sûreté des installations existent, pouvant conduire un arbre donné d'événements à l'accident majeur, la succession d'événements correspondante ne s'est jamais produite dans la réalité. La démonstration de la sûreté repose sur le double objectif d'atteindre des « risques acceptables » et des « conséquences tolérables ». Elle se base de plus en plus sur l'évaluation probabiliste de sûreté (EPS), qui consiste à calculer les arbres d'événements possibles et leurs conséquences dans une certaine gamme de probabilité. Cette approche offre l'apparence rassurante d'une évaluation très complète et systématique, mais elle se heurte en fait à une incertitude irréductible des modèles par rapport à la réalité.

En bref, il n'est pas possible de prendre en compte tous les événements ou combinaisons d'événements présentant un certain niveau de probabilité (par exemple une chance sur un million par an) de façon à exclure toute autre situation. C'est montrer trop de confiance que de se croire capable de considérer a priori l'intégralité des facteurs en jeu, tels que les erreurs de conception, les problèmes de construction et de fabrication, les matériels défectueux, les événements internes et externes, les défauts de documentation et les violations volontaires ou involontaires des règles et des procédures. Ceci est d'autant plus vrai lorsqu'on se projette à l'échelle des dizaines d'années de la vie d'une centrale, avec les changements non prévisibles d'organisation interne et d'environnement que cela peut induire, ainsi que l'évolution du comportement des équipements avec le vieillissement, qu'on ne peut pas totalement projeter.

De plus, l'évaluation des conséquences repose sur des hypothèses concernant la réponse de certains composants à certaines situations, qui restent purement théoriques tant que les événements correspondants ne se déroulent pas réellement. Ceci s'applique en particulier au problème des équipements de sûreté destinés à intervenir dans les scénarios les plus graves, comme par exemple le système de protection en cas de fusion du cœur constitué par le récupérateur de corium prévu dans le réacteur EPR.

C'est pourquoi il est important de tirer tous les enseignements possibles des événements existants. Les nombreux incidents qui se produisent au fil des ans dans les installations nucléaires sans provoquer d'accident majeur encouragent un sentiment d'auto-satisfaction des opérateurs industriels, selon lequel les leçons tirées de Three Mile Island et de Tchernobyl ont porté le niveau de sûreté à des niveaux réellement acceptables. Il faut toutefois rappeler que l'avertissement constitué par Three Mile Island n'a pas empêché l'accident de Tchernobyl. Quant aux actions engagées après Tchernobyl, elles n'ont pu s'appliquer à la conception de centrales existantes, mais seulement au remplacement et à l'amélioration de certains équipements et au renforcement des procédures et de la formation.

Ce constat s'applique tout particulièrement aux réacteurs français, qui ont globalement été décidés, conçus et construits de façon très standardisée en un laps de temps très court (voir tableau 1). Les 42 premières unités du programme REP (36 réacteurs de 900 MWe et 8 réacteurs de 1 300 MWe), soit trois quarts des réacteurs actuellement en exploitation, ont été commandées en moins d'une décennie (entre 1970 et 1980) et mises en service de même (entre 1977 et 1987). Il a fallu seulement trois années de plus pour commander, et sept années de plus pour construire 12 unités de 1 300 MWe supplémentaires. Finalement, seule la réalisation des 4 dernières unités, de 1 450 MWe s'est étalée davantage, avec des commandes entre 1984 et 1993 et des mises en service en 2001.

Tableau 1. Le programme français de réacteurs de puissance à eau pressurisée (REP)

Type	Nombre	Centrale (et n° de l'unité)	Commande	Connexion au réseau	Mise en service industrielle
REP 900 / CP0	6	Bugey (4) Fessenheim (2)	1970-1974	Avril 1977 à juil. 1979	Déc. 1977 à janv. 1980
REP 900 / CP1	18	Blayais (4) Dampierre (4) Gravelines (6) Tricastin (4)	1974-1980	Mars 1980 à août 1985	Sept. 1980 à oct. 1985
REP 900 / CP2	10	Chinon (4) Cruas (4) Saint-Laurent (2)	1975-1980	Janv. 1981 à nov. 1987	Août 1983 à avril 1988
REP 1 300 / P4	8	Flamanville (2) Paluel (4) Saint-Alban (2)	1975-1980	Juin 1984 à juil. 1986	Déc. 1985 à mars 1987
REP 1 300 / P4	12	Belleville (2) Cattenom (4) Golfech (2) Nogent (2) Penly (2)	1980-1983	Nov. 1986 à juin 1993	Avril 1987 à mars 1994
REP 1 450 / N4	4	Chooz (2) Civaux (2)	1984-1993	Août 1996 à déc. 1999	Janv. 2001 à déc. 2001
EPR (1 600)	1	Flamanville (1)	2007	—	—

Source : d'après CEA, Elecnuc

Le cœur du programme de réacteurs français a donc été planifié il y a plus de 25 ans, trop tôt pour que le retour d'expérience des accidents de référence de 1979 et 1986 soit intégré en profondeur à la conception des installations. L'accident de Three Mile Island a été pris au sérieux en France du fait qu'il a affecté un réacteur d'une technologie semblable à celle des réacteurs français. Un groupe d'experts mandaté par le Ministère de l'industrie a proposé des renforcements de la formation théorique et pratique des opérateurs, certains équipements ont été améliorés, et les règles et procédures consolidées. L'accident reste dans les mémoires comme un choc pour l'industrie nucléaire française. Comme l'a résumé l'un des principaux responsables de la sûreté à l'époque, Pierre Tanguy, avec « les faiblesses qui ont été mises en évidence dans l'approche de sûreté antérieure », l'accident « allait faire voler en éclats » l'assurance développée par certains membres de la communauté nucléaire sur la quasi-impossibilité d'un accident.¹

Il était cependant trop tard pour modifier la conception d'ensemble des réacteurs, puisque 46 d'entre eux étaient déjà en exploitation ou au moins en construction lorsque les experts français ont tiré les leçons de Three Mile

1 - P. Tanguy, Directeur de l'IPSN, « L'impact de Three Mile Island », in *Les réalités de la sécurité nucléaire après Three Mile Island, Compte-rendu des journées d'information tenues à Paris les 9 et 10 juin 1981, SFEN, 1981.*

Island en 1981. De fait, le changement majeur a plutôt porté sur le réexamen de la planification des situations d'urgence, avec les Plans d'urgence internes (PUI) et les Plans particuliers d'intervention (PPI), pour y inclure le scénario de fusion du cœur avec relâchement de radioactivité hors du site. De même, l'accident a provoqué le développement de nouvelles méthodes d'évaluation du risque en situation accidentelle pour mieux tenir compte de possibles défaillances multiples ou d'erreurs humaines.

Après un travail intense pour intégrer le retour d'expérience de Three Mile Island, l'industrie nucléaire a réagi très défensivement au désastre de Tchernobyl, pointant sa nature spécifique « d'accident soviétique » résultat inéluctable de défaillances dans la technologie et l'organisation, et en minimisant outrageusement ses conséquences humaines et environnementales. Les autorités françaises se sont montrées les plus défensives, au point de nier tout impact sur le territoire français du large nuage radioactif qui survola l'Europe (refusant donc de prendre toute mesure concernant la consommation de nourriture, d'eau etc.), une attitude restée dans la mémoire collective comme l'affirmation mensongère que « le nuage s'est arrêté à la frontière française ».

L'accident a toutefois pesé sur l'évolution des exigences de sûreté imposées aux nouveaux réacteurs en France autant qu'au niveau international. Dès le début des années quatre-vingt-dix, seules deux commandes de la dernière série de réacteurs français, les N4 de 1450 MWe, avaient été complétées que les experts officiels de la sûreté jugeaient déjà ce modèle dépassé. Comme un directeur de l'IPSN (aujourd'hui IRSN) le notait alors, « la conception des tranches du palier N4 (...) remonte à la première moitié des années 1980 (...). Aujourd'hui, il apparaît à tous les acteurs concernés qu'une amélioration significative de la sûreté des tranches futures est nécessaire par rapport à celles des tranches actuelles »². Il a été rappelé, au cours d'auditions parlementaires en 2003, que les autorités de sûreté françaises (aujourd'hui l'ASN) avaient affirmé dès 1995 qu'il ne serait désormais plus acceptable de construire des réacteurs N4, au vu de l'évolution des exigences de sûreté par rapport à leur conception au milieu des années quatre-vingt.³ Ce besoin d'un standard plus élevé de sûreté a constitué la principale raison du développement d'un nouveau design, conduisant au projet EPR conjoint avec l'Allemagne.

Pourtant, les mêmes réacteurs qui ne seraient pas construits aujourd'hui comme insuffisamment sûrs sont exploitées dans des conditions de sûreté présentées comme acceptables. Cette vision s'appuie largement sur les statistiques d'événements jugés significatifs par les exploitants et les autorités. Les opérateurs des quelque 200 installations nucléaires que compte la France déclarent un très grand nombre d'événements chaque année, le seul EDF en déclarant lui-même entre 10 000 et 12 000⁴, dont 700 à 800 sont qualifiés d'« incidents » ou d'« événements significatifs » (voir figure 1). Ces événements sont régulièrement analysés par l'IRSN et discutés ensuite au cours de réunions internes avec EDF et l'ASN pour préparer leur classement et contribuer au retour d'expérience pour la prévention des risques d'exploitation.

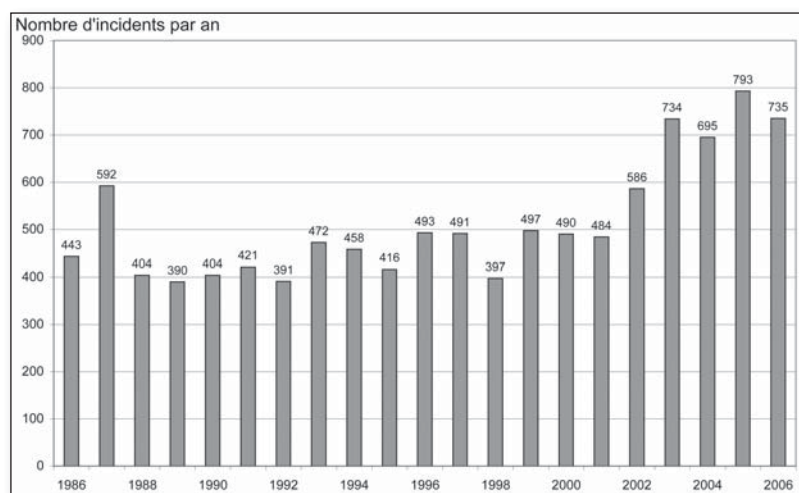


Figure 1. Incidents significatifs dans les réacteurs nucléaires français, 1986-2006

Source : IRSN, 2007

Malheureusement, la base de données de ces événements et de leur analyse n'est pas publique. Selon un rapport citant le Directeur de la sûreté des réacteurs à l'IRSN⁵, environ 200 événements sont considérés comme « importants » chaque année (244 en 2006), et 100 retenus dans le cadre du retour d'expérience national. En moyenne, environ 20 événements par an sont analysés comme des précurseurs, au sens où ils mettent en péril plusieurs lignes de défense et auraient pu mener, dans d'autres circonstances, à un accident grave. Au final, entre 2 et 3 événements par an font en moyenne l'objet d'une analyse en profondeur par l'IRSN.

2 - D. Quéniart, Directeur délégué à la sûreté de l'IPSN, « La sûreté dans les années 1990 », *Revue Générale Nucléaire*, n° 5, Sept.-oct. 1991.

3 - Ch. Bataille, C. Birraux, *Durée de vie des centrales nucléaires et des nouveaux types de réacteurs*, OPECST, 2003, op. cit., d'après l'audition de B. Dupraz, Directeur délégué de la Branche énergie d'EDF, le 19 décembre 2002.

4 - Bien qu'une large majorité d'entre eux relève de la sûreté, il convient de préciser que ces événements incluent en fait tous les événements intéressant la sûreté, la radioprotection et la protection de l'environnement (respectivement 73,7 %, 22,2 % et 4,1 % pour l'année 2005).

5 - M. Schneider (Dir.), *Residual Risk – An Account of Events in Nuclear Power Plants Since the Chernobyl Accident in 1986*, mai 2007.

Il n'y a malheureusement pas d'indication sur le lien existant entre cette analyse statistique et le classement d'événements selon l'échelle International Nuclear Events Scale (INES) régulièrement publié par l'ASN (voir figure 2). Le nombre d'événements enregistrés sur l'échelle INES en France montre d'importantes variations annuelles qui ne trouvent pas d'explication technique. Il est difficile de dégager des tendances de ces statistiques. Selon une analyse présentée par l'ASN dans son rapport annuel 2005, une tendance remarquable est que les réacteurs les plus récents (en terme de technologie et de durée d'exploitation) connaissent plus d'incidents que les plus anciens, avec une moyenne de 10 incidents par 900 MWe par an, montant à 12 par an pour les 1 300 MWe et à 13 par an pour les 1 450 MWe.

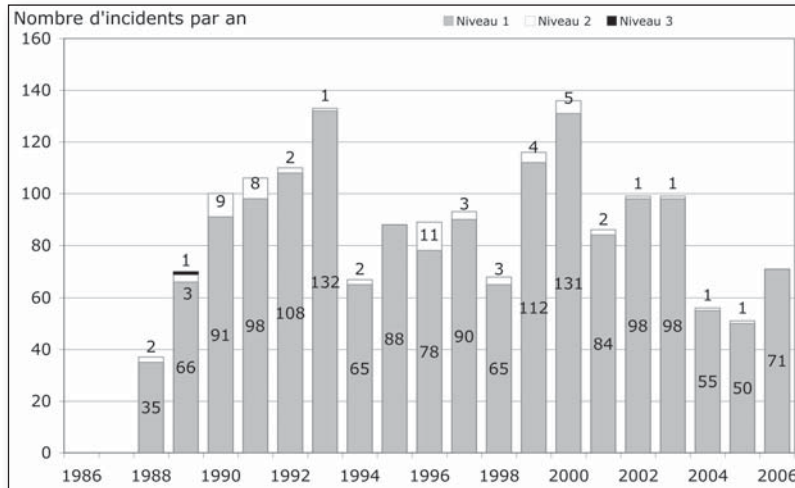


Figure 2. Incidents classés sur l'échelle INES dans les réacteurs nucléaires français, 1986-2006

Source : IRSN, 2007

Un total cumulé de 10 786 incidents significatifs ont été déclarés dans les centrales françaises entre 1986 et 2006, dont 1 615 classés au niveau 1 de l'échelle INES, et 59 au niveau 2. Un seul événement a été classé niveau 3. L'ASN a rapporté que 764 événements ont été déclarés par EDF pour 2007, dont 56 classés niveau 1 et aucun à un niveau plus élevé. Il faut y ajouter 50 à 200 événements rapportés chaque année pour les usines de la chaîne du combustible, les autres installations nucléaires et les transports.

Le problème avec l'échelle INES est qu'elle tend à distordre la communication et le classement des événements en regard de leur importance réelle du point de vue de la sûreté. Alors que le nombre total d'événements reportés a quasiment doublé entre 1998 et 2005, le nombre d'événements classés 1 ou plus sur l'échelle INES a diminué de 136 en 2000 à 51 en 2005... En d'autres termes, il y a une forte tendance à l'augmentation du nombre d'incidents (de 7,1 par réacteur par an en 2000 à 10,8 en 2007), mais le nombre de ceux jugés importants selon les critères INES diminue.

L'échelle INES de l'AIEA définit les événements comme « écarts » (niveau 0), « anomalies » (niveau 1), « incidents » (niveau 2), « incidents graves » ou « accidents évités de peu » (niveau 3), et « accidents » (niveaux 4 à 7). Les critères utilisés pour classer les événements intéressant la sûreté sur l'échelle INES sont complexes, mais essentiellement basés sur les conséquences radiologiques immédiates sur les travailleurs, le public et l'environnement plutôt que sur la mesure du degré avec lequel la situation observée s'approche de dommages importants.

Par conséquent, certains événements qui s'approchent d'un scénario d'accident grave sans toutefois que celui-ci ne se réalise à quelques éléments aléatoires près, ou certains événements qui apparaissent comme des avertissements ou des précurseurs d'accidents graves, peuvent être classés avec un niveau très faible sur l'échelle en comparaison avec des événements dont les implications sont moindres en termes de défaillance des lignes de défense, mais qui ont des conséquences immédiates. Dans cette logique, l'échelle INES peut induire un effet négatif en conduisant les exploitants à être davantage soulagés lorsqu'un incident s'achève sans conséquences immédiates que préoccupés lorsqu'une situation de « quasi-accident » a pu se développer.

L'incident de Forsmark, survenu en Suède en juillet 2006, illustre l'importance potentielle d'un tel scénario de « quasi-accident » pourtant sans conséquences radiologiques immédiates. Après qu'un court-circuit dans un transformateur sur le réseau à proximité de la centrale ait provoqué un arrêt d'urgence du réacteur, une suite complexe d'événements a conduit à des défaillances en série. L'incident a clairement révélé une faiblesse de conception du réacteur qui, selon certains experts, n'est passé qu'à quelques minutes d'un scénario de type Tchernobyl.

Un seul accident au sens de l'échelle INES a en tout et pour tout été recensé en France. Le 13 mars 1980, sur le réacteur graphite-gaz de Saint-Laurent-A2, une défaillance locale du système de refroidissement due à l'usure de certains composants dans la cuve du réacteur a conduit à la fusion totale de deux éléments combustibles, et la fusion partielle de deux autres. Même les incidents classés au niveau 3 sont très rares. L'un d'eux est le feu déclen-

ché par des déchets radioactifs (des boues bitumées issues du retraitement) dans les installations d'entreposage de La Hague en 1981.

Un autre incident grave, survenu au Bugey le 14 avril 1984, serait probablement classé niveau 3 aujourd'hui mais ne l'a pas été à l'époque. Un défaut de conception de câbles électriques liés au contrôle-commande a entraîné leur défaillance, entraînant un blackout complet du réacteur 4 de la centrale. L'utilisation des sources de secours, fournies par deux générateurs diesel, était indispensable pour l'arrêt d'urgence du réacteur. Mais il a été impossible de démarrer le premier des deux groupes diesel, laissant le second groupe comme dernière et seule ligne de sûreté avant une fusion du cœur. Le 16 août 1989, un autre incident était classé niveau 3 à Gravelines-1, après la découverte que le réacteur avait été exploité pendant un an environ avec des vis inadaptées causant une grave dégradation du système de protection contre la surpression du circuit primaire.

Les auteurs du rapport Residual Risk ont obtenu de l'IRSN en 2007 une sélection commentée des incidents les plus significatifs du point de vue de la sûreté sur les réacteurs nucléaires français entre 1986 et 2006, qui montre combien ce critère peut différer du classement INES : 8 des 18 incidents sélectionnés par l'IRSN ont été seulement classés au niveau 1 de l'échelle INES, et l'un était même non classé.

Cette sélection montre quelle variété de facteurs peuvent affecter la sûreté des installations françaises, avec 18 incidents qui couvrent l'ensemble des causes premières, depuis les erreurs de conception ou les équipements défaillants jusqu'aux procédures inadéquates et aux erreurs humaines.

Certains incidents illustrent la faiblesse inhérente à l'approche probabiliste, comme l'incident du Blayais-2 en 1999. La puissance inattendue de la tempête qui a frappé la France le 27 décembre 1999 était telle qu'elle a conduit à la combinaison de deux conditions critiques : une inondation centennale de la centrale et la perte de connexion au réseau électrique externe, entraînant un arrêt d'urgence alors même que certains équipements de sûreté clé (pompes des circuits d'injection d'eau, circuits d'aspersion) n'étaient pas en état de fonctionner, et que toute intervention humaine était périlleuse vu les conditions météorologiques. Chacune des conditions initiales avait été considérée comme suffisamment probable pour être prise en compte, mais pas leur réalisation simultanée. De plus, cet incident a conduit à la révision des protections contre les inondations sur tous les sites, conduisant à la nécessiter de renforcer le dimensionnement des dispositifs de protection des centrales nucléaires de Belleville, Bugey et Chooz.

Ceci illustre la difficulté à intégrer au moment de la conception d'un réacteur l'ensemble des événements internes et externes qui pourraient intervenir avec une probabilité suffisante sur toute sa durée de vie. La probabilité de conditions climatiques extrêmes, en particulier, doit être réévaluée en prenant en compte l'impact local du changement climatique en cours. Les progrès des méthodes d'évaluation du risque sismique ont aussi conduit à des révisions du niveau maximum de séisme à considérer sur certains sites, conduisant à leur tour à des réévaluations du niveau de résistance requis de certains équipements. Ceci s'applique aux réacteurs d'EDF, qui font l'objet d'un large programme de renforcement, mais aussi aux autres installations, en particulier les plus anciennes qui ont été construites avec des exigences assez faibles en matière de résistance au séisme. L'ATPu, usine de fabrication de combustible MOX de Cadarache – sur la faille sismique de la Durance – a été finalement fermée en 2003 après des années de pression par l'ASN du fait de son dimensionnement insuffisant contre le risque sismique.

La sélection d'incidents illustre également comment le haut niveau de standardisation des réacteurs d'EDF est source de défauts génériques, dont certains provoquent des incidents sur les 58 réacteurs en exploitation. Le plus sérieux était probablement le problème de colmatage des puisards qui aurait fortement affecté la recirculation d'eau du circuit primaire en cas d'accident avec perte d'eau de ce circuit. Le problème, déjà connu dans des réacteurs étrangers de conception similaire dès le début des années quatre-vingt-dix, a été reconnu sur l'ensemble des 34 unités de 900 MWe en décembre 2003.

Des défauts génériques ont continué à être identifiés sur les réacteurs d'EDF en 2007. Le 26 février 2007, l'ASN a produit une note concernant les 58 réacteurs, après avoir observé que les marges d'erreur n'avaient pas été prises en compte dans des tests périodiques de certains équipements cruciaux pour la sûreté, alors même qu'en tenant compte de ces marges d'erreur certains tests auraient pu échouer. L'incident a été classé niveau 1 sur l'échelle INES.

Également en 2007, un sérieux problème est apparu avec le colmatage en grand nombre de plaques entretoises des générateurs de vapeur, affectant un nombre important de réacteurs. Le phénomène pourrait toucher 80 % des tubes dans les réacteurs concernés, et est estimé progresser au rythme de 5 % par an. Le problème, qui aura de sérieuses conséquences économiques car il réduit la puissance des réacteurs, constitue une préoccupation sur le plan de la sûreté car il augmente la sensibilité des tubes à la fatigue vibratoire et peut mener à des ruptures de tube, comme cela s'est déjà produit à la centrale de Cruas. De plus, suite à un problème de rupture de tube à Fessenheim-2, l'ASN a requis en février 2008 qu'EDF procède avant septembre 2008 à l'obturation de certains tubes de générateurs de vapeur dans tous les réacteurs affectés par un problème de défaillance générique des

supportages anti-vibratoires – le nombre de réacteurs et de tubes n'a pas été rendu public.

Bien que les installations nucléaires françaises bénéficient d'un bon bilan marqué par un très faible nombre d'accidents ou d'incidents graves au sens de l'échelle INES, l'analyse du nombre croissant d'événements considérés comme significatifs pour la sûreté, dont certains proches de situations réellement sévères, pointe la montée du risque de catastrophe. Le temps est largement révolu où les experts officiels de la sûreté en France pouvaient prétendre que le risque d'accident majeur était si faible qu'il pouvait être négligé. Les problèmes qui s'accumulent sur différents composants clés pour la sûreté des 58 réacteurs et l'évolution du champ des événements possibles à prendre en compte apportent une lumière inquiétante sur le niveau de sûreté réel de l'industrie nucléaire française.

GROS PLAN

1986-2006 : Vingt ans d'incidents marquants en France.

Bien qu'ils soient peu médiatisés du fait de leur faible classement sur l'échelle INES, basée sur le risque radiologique immédiat plutôt que sur un critère intrinsèque de sûreté, de nombreux événements significatifs touchant les réacteurs nucléaires ou les usines du cycle révèlent d'importantes défaillances de conception, de qualité, de procédures ou de systèmes, susceptibles de déclencher des enchaînements dramatiques. La France ne fait pas exception à cette règle. Une équipe internationale d'experts indépendants a demandé et obtenu, pour son rapport *Residual Risk*, paru en 2007, une sélection commentée par l'IRSN de certains des plus significatifs de ces incidents précurseurs ou quasi-accidents survenus en France entre 1986 et 2006. On reproduit ci-dessous les commentaires des auteurs sur ces 18 incidents sélectionnés, présentés par ordre chronologique :

- **12 janvier 1987, Chinon-B3** (non classé sur l'échelle INES). Les conditions particulièrement froides de l'hiver 1986-1987 ont entraîné le gel de plusieurs matériels et systèmes importants pour la sûreté du réacteur, en particulier au niveau de l'arrivée d'eau depuis la Loire.
- **16 août 1989, Gravelines-1** (INES niveau 3). Le montage d'un type de vis inadéquat sur les valves de relâchement de la pression du circuit primaire aurait rendu le système de protection contre la surpression inefficace. Les valves se seraient ouvertes et fermées avec un retard significatif par rapport aux conditions prévues à la conception. L'exploitant a contesté le classement au niveau 3 et a initié, en vain, une procédure pour le déclasser au niveau 2.
- **30 octobre 1990, Cruas-4** (INES niveau 1). L'explosion d'un commutateur 6,6 kV provoqua un feu qui entraîna à son tour la perte d'un des deux circuits électriques de secours. La destruction du commutateur a été provoquée par la dégradation de joints élastiques du fait de leur exposition à la chaleur. Le même défaut a par la suite été observé sur le second circuit.
- **23 septembre 1991, Bugey-3** (INES niveau 2). Les tests de pression du circuit primaire effectués dans le cadre d'une visite décennale ont mis en évidence une fuite au niveau du support des mécanismes de conduite des barres de contrôle, à la traversée du couvercle de cuve.
- **29 janvier 1994, Bugey-5** (INES niveau 2). Alors que le réacteur était à l'arrêt et que le niveau dans le circuit primaire avait été réduit pour permettre l'exécution de certaines opérations de maintenance, le flux d'eau au niveau des pompes primaires a connu huit heures de fluctuation sans intervention de l'opérateur. Les spécifications techniques exigent explicitement une surveillance étroite de ces paramètres dans de telles conditions d'exploitation, car ces fluctuations peuvent indiquer une dégradation des pompes du circuit primaire pouvant conduire à leur perte et donc au risque de dégradation du cœur. Les autorités de sûreté ont identifié un « dysfonctionnement significatif » : le manuel était erroné, les opérateurs n'avaient reçu aucun entraînement spécifique pour cette opération « particulièrement délicate », la situation avait été considérée à tort comme « normale et sûre », et la visite de l'ingénieur de sûreté dans la salle de contrôle n'avait entraîné aucune action corrective. L'incident avait à l'origine été classé niveau 1.
- **12 mai 1998, Civaux-1** (INES niveau 2). Alors que l'unité était arrêtée, une rupture due à la fatigue thermique s'est produite sur une conduite de 25 cm de diamètre du circuit primaire, entraînant une fuite importante (30 m³ par heure). Il a fallu 10 heures

pour isoler la fuite. Celle-ci consistait en une fissure de 18 cm de long au niveau d'une soudure. Le réacteur, l'un des quatre plus modernes des réacteurs français (N4, 1 450 MWe), n'était en fonctionnement que depuis six mois.

- **11 mars 1999, Tricastin-1** (INES niveau 1). À l'issue d'une série de défaillances organisationnelles et d'erreurs humaines, un technicien a pénétré dans un espace protégé, hautement radioactif du bâtiment réacteur (zone rouge) et a reçu une dose d'environ 340 mSv (17 fois la limite autorisée à l'époque pour l'exposition des travailleurs).
- **10 juin 1999, Tricastin**, généralisé aux 58 réacteurs d'EDF (INES niveau 1). Des protections en polyamide, non qualifiées pour les situations accidentelles, avaient été posées au lieu de protections métalliques sur des roulements à bille des pompes d'injection de sûreté. D'abord identifié sur le site du Tricastin, le problème s'est avéré toucher l'ensemble des réacteurs d'EDF.
- **27 décembre 1999, Blayais-2** (INES niveau 2). Les tempêtes inhabituelles de la fin 1999 ont conduit à l'inondation de la centrale du Blayais. Certains équipements importants pour la sûreté ont été inondés, comme les pompes d'injection de sûreté et les systèmes d'aspersion des unités 1 et 2. Le système électrique a été affecté également. Pour la première fois, le niveau national du plan d'urgence interne (PUI) a été déclenché.
- **2 avril 2001, Dampierre-4** (INES niveau 2). Suite à une série d'erreurs humaines et organisationnelles, le schéma correct de rechargement du combustible dans le réacteur n'a pas été respecté. Cette situation aurait pu entraîner un risque de criticité.
- **21 janvier 2002, Flamanville-2** (INES niveau 2). L'installation de condenseurs inadaptés due à une procédure inappropriée a conduit à la perte simultanée de plusieurs panneaux de contrôle-commande et systèmes alors que le réacteur était en fonctionnement, ainsi qu'à la destruction de deux pompes intéressant la sûreté pendant la mise à l'arrêt.
- **24 décembre 2003, tous réacteurs 900 MWe** (INES niveau 2). La mauvaise conception des filtres sur les puisards entraîne le risque potentiel de colmatage par des débris, donc de perte du refroidissement de secours par recirculation d'eau en situation post-accidentelle. Le problème a été par la suite identifié non seulement dans tous les réacteurs 900 MWe français mais aussi dans de nombreux réacteurs dans le monde.
- **24 janvier 2004, Fessenheim-1** (INES niveau 1). Suite à une erreur de manipulation d'une vanne de circuit auxiliaire, des résines échangeuses d'ions ont été introduites dans le circuit primaire. Leur présence aurait pu menacer l'intégrité des joints des pompes primaires ainsi que le bon fonctionnement des barres de contrôle. Ces deux éléments sont essentiels pour le contrôle et l'arrêt du réacteur.
- **22 mars 2004, 58 réacteurs d'EDF** (INES niveau 2). Un défaut d'isolation sur une armoire électrique a été observé à Penly après une fuite de vapeur proche d'un équipement électrique théoriquement qualifié pour résister à des conditions accidentelles. La non conformité du câblage a par la suite été reconnue sur tous les réacteurs français, entraînant un programme de vérification et de réparations à grande échelle.
- **16 mai 2005, Cattenom-2** (INES niveau 1). La qualité insuffisante du câblage d'alimentation d'une pompe du circuit secondaire a entraîné un incendie sur un faisceau électrique. En conséquence, l'un des deux circuits de sûreté a dû être déconnecté. L'opérateur EDF a déclenché le niveau local (niveau 1) de son Plan d'urgence interne (PUI) et le centre technique de crise (CTC) a été activé pour quelques heures. Les autorités de sûreté se sont contentées d'un communiqué de neuf lignes. Les détails de l'incident n'ont jamais été publiés.
- **7 avril 2005, Gravelines-3** (INES niveau 1). Au cours de l'année 2006, l'opérateur a noté la présence de pièces provisoires sur les deux lignes de protection sur le contrôle-commande. Ces pièces avaient été placées au cours de l'arrêt programmé du réacteur précédent, et laissées en place par erreur. En situation accidentelle certaines séquences automatiques de mise en sûreté n'auraient pas pu se dérouler de façon normale.
- **30 septembre 2005, Nogent-1** (INES niveau 1). Un certain nombre de défaillances matérielles ajoutées à une erreur humaine au cours du redémarrage du réacteur ont entraîné l'intrusion d'eau chaude et de vapeur dans les quatre pièces contenant les tableaux de contrôle-commande du système de protection du réacteur. En conditions normales, ces pièces sont indépendantes l'une de l'autre et ne devraient jamais être mises simultanément en situation dangereuse. En cas d'accident, cet incident aurait placé l'opérateur dans des conditions très difficiles pour ramener le réacteur à un état sûr. EDF a activé son Plan d'urgence interne et l'Autorité de sûreté nucléaire ASN a activé une situation d'urgence au niveau national pour quelques heures. L'ASN a produit un communiqué de 10 lignes.
- **21 décembre 2005, Chinon-B**, quatre unités (INES niveau 1). Une surveillance inadaptée du canal de prise d'eau du circuit de refroidissement tertiaire a entraîné la formation d'un bouchon de sable à l'intérieur. L'effondrement de l'amas de sable aurait pu entraîner la perte d'évacuation de chaleur pour l'ensemble des quatre réacteurs.

GROS PLAN

L'EPR, promesses d'améliorations contre nouvelles vulnérabilités

« La conception de l'EPR assure le haut niveau de sûreté nucléaire requis au plan mondial pour les futures centrales »

Areva, 2003

Les leçons de Three Mile Island et de Tchernobyl sont arrivées trop tard pour être intégrées en profondeur à la conception des 58 réacteurs actuellement exploités par EDF. Bien qu'ils les considèrent aussi sûrs qu'il était prévu à l'époque de leur conception, l'exploitant comme l'autorité de sûreté ont reconnu depuis plus de 10 ans que ces réacteurs ne répondraient pas aux standards de sûreté actuels, tels qu'ils sont appliqués aux nouveaux réacteurs.

Depuis le milieu des années quatre-vingt-dix, l'industrie nucléaire française a développé, avec l'Allemagne puis seule, le modèle EPR comme réponse à ces nouvelles exigences. Ce réacteur s'appuie sur les designs des plus récents réacteurs français et allemands, respectivement N4 et Konvoi, et cherche à renforcer leur sûreté par l'addition de dispositifs supplémentaires et redondants plutôt qu'à revoir en profondeur leur conception. Cette approche a été qualifiée d'« évolutionnaire », par opposition à des concepts plus « révolutionnaires » de réacteur à l'étude dans d'autres pays. Et l'EPR se présente peut-être comme le moins innovant parmi les nouveaux modèles « évolutionnaires » tels que l'AP-1000 américain qui développe davantage de systèmes de sûreté passive.

Les renforcements apportés à l'EPR, par rapport à son prédécesseur N4, comportent principalement une épaisseur accrue de l'enveloppe, la multiplication et l'amélioration des systèmes de sauvegarde, ou l'augmentation du volume d'eau dans le circuit primaire, ainsi que des améliorations dans les procédures opérationnelles et l'automatisation du contrôle-commande. Tous ces efforts visent à réduire la probabilité d'un scénario conduisant à une fusion du cœur. L'objectif global est de réduire cette probabilité d'un facteur 10, d'un niveau « garanti » de 1 chance sur 1 million par réacteur par an pour les réacteurs existants à 1 chance sur 10 millions. Toutefois, comme pour reconnaître le caractère incertain de cette réduction des probabilités, la principale innovation de l'EPR consiste dans son « récupérateur de corium », conçu pour recevoir et laisser refroidir le cœur fondu en cas d'accident majeur, cette fois avec le but d'empêcher tout relâchement massif de radioactivité à l'extérieur de la centrale, même dans un tel scénario.

La conception de l'EPR reste donc basée sur le même principe selon lequel les événements accidentels peuvent en théorie être intégralement réduits à des projections sous forme d'arbres de probabilités, une hypothèse encore plus problématique au vu des 60 ans

d'espérance de vie projetée pour de nouveaux réacteurs EPR¹. De plus, la complexité des systèmes en jeu rend leur évaluation sujette à une forte incertitude, qui ne peut être levée par des tests en grandeur réelle – hormis malheureusement dans le cas d'un véritable accident². Certains éléments clés pour la démonstration de sûreté de l'EPR, tels que le récupérateur de corium, la prévention des explosions d'hydrogène en cas de fusion du cœur, ou le comportement du système automatisé de contrôle-commande, restent sujets à controverse. Il faut également noter que le niveau de performance visé pour ce réacteur introduit de nouveaux enjeux de sûreté. Ainsi, en particulier, le comportement des éléments combustibles qui atteindraient les hauts taux de combustion visés ne pourrait être pleinement garanti avec les technologies existantes.

Enfin, il faut bien considérer que la sûreté d'un réacteur est aussi celle de l'ensemble de la chaîne combustible sur laquelle il s'appuie, le niveau global de sûreté étant celui du maillon le plus faible du système. L'EPR n'apporte aucune amélioration sur ce plan, puisqu'il repose strictement sur les mêmes technologies d'amont et d'aval que les réacteurs existants. Au contraire, le niveau de performance plus élevé visé pour le combustible induira des nouveaux problèmes de sûreté et de radioprotection à toutes les étapes de la gestion du combustible³.

Au bout du compte, la division par 10 de la probabilité d'un accident majeur dans le réacteur n'apparaît ni suffisamment démontrée compte tenu des incertitudes sur plusieurs points clés, ni suffisante en tant qu'objectif au vu des limites de l'approche probabiliste d'une part, et de la nécessité de considérer la sûreté de l'ensemble de la filière d'autre part. En regard du champ potentiel d'innovation dans le domaine des systèmes de sûreté, on peut douter que la conception de l'EPR réponde aux évolutions des exigences de sûreté à l'échelle du siècle, intervalle de temps qui séparerait la fermeture d'un EPR démarré en 2020 de la conception dans les années quatre-vingt du modèle N4 sur lequel il se base.

1 - L'approche probabiliste échoue bien sûr aussi à couvrir le champ des actes de malveillance dont on peut raisonnablement craindre, après le 11 septembre, qu'ils pourraient apporter une charge thermique et/ou mécanique supérieure à celle de situations accidentelles.

2 - Par exemple, la résistance de l'enveloppe aux pressions élevées correspondant à un accident peut être testée, mais sans être couplée aux conditions de haute température qui l'accompagneraient en situation réelle.

3 - Les problèmes liés à l'évolution projetée par EDF des performances du combustible sur l'ensemble de son parc ont notamment été détaillés en 2001 dans un rapport non public de l'IRSN au Groupe permanent combustible.

GROS PLAN

Sommes nous préparés à un accident majeur ?

La France a fait, puis affirmé, le choix de l'arme nucléaire et de la production électrique nucléaire. De ce fait, le territoire français compte plus de 35 sites nucléaires¹ et est sillonné à longueur d'année par de multiples transports de matières radioactives par rail ou route.

Les systèmes de sûreté et de sécurité ont toujours des limites. Une question reste, que nous pourrions formuler ainsi : « et si il y avait un accident ? ». Cette question longtemps considérée comme au mieux saugrenue, au pire démagogique par les autorités, est pourtant digne d'intérêt. On est en effet en droit de considérer qu'un pays faisant le choix du nucléaire doit adopter des dispositifs de secours et de sécurité civile adaptés. L'éventualité d'un accident majeur n'est pas nulle, il faut s'y préparer.

Que nous dit-on ?

Le dispositif officiel est explicité sur le site de l'autorité de sûreté nucléaire (www.asn.fr) qui ne semble malheureusement pas très à jour puisque les changements institutionnels ayant donné naissance à l'ASN en 2006 ne sont pas pris en compte. Les principaux dispositifs et surtout la « doctrine » de gestion d'une crise n'ont cependant guère évolué.

En cas d'événement majeur, l'industriel prévient le Préfet du département concerné et l'ASN. L'ASN évalue la situation et « conseille » le préfet qui prend les décisions. Il est la clé de voûte du dispositif.

La population, informée par une sirène particulière, est censée appliquer les consignes : se mettre à l'abri (on ne parle plus de confinement), écouter la radio, ne pas trop téléphoner, laisser les enfants à l'école et attendre les instructions. Le préfet, de son côté, déclenche le Plan Particulier d'Intervention (PPI) du site nucléaire concerné. Ce PPI est bien entendu censé avoir été préparé en amont et mis à jour au minimum tous les 5 ans. Des simulations sont parfois organisées pour tester les dispositifs.

De la théorie à la pratique...

La gestion d'une crise nucléaire repose donc essentiellement sur la préparation en amont, le balisage des actions à entreprendre par les différents acteurs et l'information préalable. Mais la doctrine a de nombreuses faiblesses de principe, et surtout il y a loin de celle-ci à la réalité.

La règle des 10 km. Les PPI sont construits en fonction d'une zone fixée à un périmètre de 10 km autour de l'installation nucléaire. L'ASN explique que cette limite a été fixée en fonction de scénarios variés d'accidents et qu'au-delà des 10 km, les autorités pourront en quelque sorte s'organiser dans un second temps. Les quelques scénarios accidentels publiés par des experts indépendants amènent cependant à douter de cette règle. Les conditions météorologiques sont en effet un facteur majeur de la vitesse de dispersion de la radioactivité. Le minimum serait probablement de tenir compte de la localisation géographique et de la météo observée.

La préparation des habitants. Les personnes vivant dans ce fameux périmètre des 10 km ont normalement toutes reçu une notice avec le comportement à adopter en cas d'alerte : se mettre à l'abri à l'intérieur, ne pas fuir, ne pas aller chercher ses enfants, écouter la radio pour entendre les instructions. Selon les départements, la distribution est plus ou moins régulière et les nouveaux venus pas forcément informés. Pour les touristes, personnes de passage etc... c'est à leurs hôtes d'assurer l'information, ce qui n'est généralement pas fait. Le PPI est un document public théoriquement disponible en préfecture pour les citoyens qui le désirent. Ceux qui ont essayé d'en obtenir une copie pourront témoigner des difficultés rencontrées.

Les sirènes d'alerte. Chaque site nucléaire est doté de sirènes pour signaler les accidents. Les habitants sont censés reconnaître le signal et agir en conséquence. Or, lors des exercices de simulation organisés par les autorités, il est régulièrement remarqué qu'elles ne sont pas audibles suffisamment loin et ne suscitent pas vraiment de réaction...

Le PPI de Flamanville

Le PPI de Flamanville de 1998 (c'est celui qui est adressé au public en 2007, alors qu'il doit normalement être renouvelé tous les 5 ans) offre une bonne illustration de la différence entre doctrine et réalité opérationnelle.

1 - En ne comptant que les principaux. La France compte notamment 58 réacteurs REP regroupés sur 19 sites, plusieurs Centres d'étude nucléaire regroupant de nombreuses installations industrielles et de recherche, des usines comme La Hague, des centres de stockage de déchets. Au total, plus de 200 installations peuvent être recensées.

Un PPI présente le territoire, le nombre d'habitants, les usines, écoles etc, recense les moyens disponibles pour d'éventuelles évacuations, les routes à utiliser ou couper, les secours mobilisables, les lieux d'accueil etc.

Mais outre le caractère globalement suranné du PPI « public » on s'étonne d'y découvrir d'étranges approximations. Un exemple : les compagnies de transport en car de tourisme sont dûment recensées avec le nombre de véhicules dont elles disposent, tous considérés comme disponibles. Or, en temps normal, les cars ne sont pas au garage attendant l'alerte avec un chauffeur à côté... Quelques discussions avec les personnels concernés permettent d'ailleurs facilement de se rendre compte qu'ils ne pensent pas être « réquisitionnables » et que leur premier réflexe serait d'aller chercher leur famille...

Par ailleurs, les personnes gravement contaminées en cas d'accident sont censées être transportées à l'Hôpital de Cherbourg qui dispose d'un service spécialisé... doté de seulement quelques lits. Dans un département qui cumule une centrale nucléaire et l'usine de La Hague, c'est évidemment peu. D'autre part, le PPI ne mentionne pas quels personnels seraient envoyés sur place comme le furent les « liquidateurs » à Chernobyl. Pompiers, armée ?

La gestion « post-accidentelle »

Après un accident majeur et la mise en œuvre des premières mesures d'urgence, vient le temps de l'après. Mesures de radioprotection, de santé publique, interdictions de consommation, évacuations, décontaminations, etc... Sur ce sujet on lira avec intérêt le dossier spécial de la revue Contrôle publiée par l'ASN en juillet dernier (numéro 180).

L'éditorial du Directeur général de l'ASN est limpide : « Pour répondre à la mission qui lui en a été confiée, sur instruction du Premier ministre en juin 2005, l'ASN a mis en place le comité directeur (CODIRPA) pour la gestion de la phase post-accidentelle d'un accident nucléaire ou radiologique. (...) Ce comité a pour mission d'élaborer une doctrine nationale sur ce sujet, doctrine qui fait encore défaut aujourd'hui en France, mais aussi dans la plupart des pays dotés de l'énergie nucléaire. »

On pourrait multiplier les exemples et illustrations montrant qu'aujourd'hui en France, l'hypothèse de l'accident majeur n'est pas prise suffisamment en compte pour s'y préparer sérieusement. Il est certes complexe et coûteux d'être prêts en permanence « au cas où » face à une situation considérée comme très improbable. Mais la discussion sur le niveau de préparation de notre pays doit avoir lieu puisqu'improbable n'est pas synonyme d'impossible...

Que penser des pastilles d'iode ?

Nous avons tous entendu parler de la nécessité de prendre des pastilles d'iode en cas d'accident nucléaire avec dispersion de radioactivité. La prise d'iode stable pour saturer la thyroïde et éviter qu'elle ne fixe l'iode radioactif (Iode 131) relâché en cas d'accident et très volatil, fait partie de l'arsenal de protection des populations. Mais cette politique a quelques limites :

- Tout d'abord, seuls les habitants du périmètre des 10 km autour des sites sont sensés en disposer de pastilles chez eux. La plupart ne sont cependant jamais allés les chercher... ;
- Des stocks de pastilles d'iode sont accessibles dans les pharmacies mais ne seront distribués que sur ordre des autorités. On imagine la panique et les queues devant les officines assez aisément... Espérons qu'un accident n'ait pas le mauvais goût d'intervenir en août... ;
- Le moment et la dose adéquate seraient probablement difficilement respectés or ce sont des paramètres importants et les surdosages sont potentiellement nocifs.
- Enfin, et surtout, l'iode ne protège finalement que la thyroïde de l'iode 131... en cas d'accident de nombreux autres radioéléments seront dispersés dans l'environnement.

GROS PLAN

Chaîne du combustible : une accumulation de problèmes de sûreté

Les incidents survenus au Tricastin et à Romans-sur-Isère au cours du mois de juillet 2008, mettant en cause la dispersion d'uranium dans l'environnement autour de sites d'installations nucléaires liées à la conversion et à l'enrichissement de l'uranium et à la fabrication de combustible, sont venus rappeler que la sûreté nucléaire ne traite pas que des réacteurs.

Le risque d'accident majeur par fusion du cœur est spécifique aux réacteurs nucléaires. Ce scénario est considéré comme le plus extrême, en termes de dommages potentiels, qui pourrait se produire sur l'ensemble des installations nucléaires. Il en découle qu'il concentre une grande partie de l'attention portée à la sûreté, que ce soit en termes de programmes de R&D, de réglementation, d'études de sûreté, etc. En France, alors que des installations nucléaires étaient déjà exploitées depuis plus de 10 ans, c'est le développement de réacteurs pour la production d'électricité qui a conduit à l'introduction de la première réglementation spécifique aux activités nucléaires, un décret de 1963 définissant le statut des « installations nucléaires de base » (INB) et introduisant un cadre centré sur le contrôle du risque de criticité¹. Les exigences minimales de sûreté sont aujourd'hui définies dans les textes réglementaires par les « règles fondamentales de sûreté » (RFS), traitant de différents sujets, qui ont été introduites bien après les réacteurs nucléaires pour les autres installations. La RFS traitant de la résistance aux chutes d'avion, par exemple, a été introduite en 1980 pour les réacteurs, et seulement en 1992 pour les autres installations. Le même délai s'est appliqué à d'autres sujets tels que le risque sismique. L'ATPu, usine de fabrication de MOX qui a été finalement fermée à Cadarache pour cause de résistance sismique insuffisante n'est que l'une des nombreuses installations construites jusqu'au milieu des années quatre-vingt sans réglementation suffisante sur ce point.

Par ailleurs, la très grande diversité des installations nucléaires hors réacteurs, à l'opposé de la standardisation des réacteurs d'EDF, rend la tâche plus complexe pour développer une évaluation et un contrôle approfondis de l'ensemble des risques pertinents sur l'ensemble des installations.

Lorsque WISE-Paris a publié, après le choc du 11 septembre, des estimations sur le risque de rejets radioactifs « jusqu'à 67 fois l'équivalent de Tchernobyl² » sur

le site de retraitement de La Hague dans le cas d'un crash d'avion sur l'une des piscines d'entreposage du combustible usé, ce sujet est apparu comme un tout nouveau problème. L'une des réponses immédiates d'Areva était que cette évaluation était absurde, puisque « il n'y a pas de réaction en chaîne dans une telle installation, contrairement aux réacteurs »... L'évaluation de Wise était basée sur des calculs de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la NRC, selon lesquels 50 à 100 % des crayons combustibles pourraient brûler sous l'effet de leur propre dégagement de chaleur si la piscine venait à être vidée, ce qui pourrait survenir dans le cas d'une chute d'avion ou d'autres événements (explosion, séisme...). Chargé par le Ministre de l'industrie d'analyser ce dossier, l'IRSN a conclu alors que « seulement » 10 % du combustible inventorié pourrait brûler, ce qui reste un rejet 6 fois supérieur à celui de Tchernobyl ! L'inventaire de matières radioactives à La Hague, où tout les combustibles déchargés des réacteurs d'EDF ainsi que les déchets haute et moyenne activité provenant de leur retraitement sont entreposés, est tel que le potentiel de dégagement radioactif en situation accidentelle pourrait excéder celui d'un réacteur dans le pire scénario.

Toute installation impliquant l'entreposage de matières radioactives présente un risque qui est la combinaison du potentiel de danger lié à l'inventaire radioactif et de la vulnérabilité de l'installation à des scénarios conduisant au relâchement d'une fraction de cet inventaire – prenant en compte le fait que les systèmes de confinement sont en général moins résistants dans ce type d'installations que dans les réacteurs. Le même constat s'applique aux transports de matières nucléaires et de déchets radioactifs.

Le développement historique de l'industrie nucléaire française autour de différents sites et l'extension des services qu'elle couvre à l'ensemble des étapes depuis l'amont jusqu'à l'aval de la chaîne combustible génère une large palette de risques qui ont longtemps été traités comme secondaires au regard de la priorité accordée à la sûreté des réacteurs. De plus, le choix de développer un complexe industriel de retraitement et de réutilisation du plutonium induit une augmentation qualitative et quantitative de ces risques, dans la mesure où celui-ci entraîne davantage de manipulations, de transports et d'entreposages de matériaux intrinsèquement plus dangereux.

1 - Ce décret est resté pendant plus de 40 ans le principal outil réglementant les activités nucléaires, jusqu'à ce qu'il soit finalement inclus en juin 2006 dans une loi d'ensemble sur le nucléaire dite « loi sur la transparence et la sécurité nucléaires ».

2 - Cette « équivalence » était basée sur le contenu en césium-137 susceptible d'être relâché, sachant que ce radionucléide repré-

sente environ 75 % de la dose collective à long terme liée à l'accident de Tchernobyl.

GROS PLAN

Pressions sur les performances et sûreté

« La baisse du coefficient de disponibilité est un clignotant pour la sûreté et doit interpeller : est-on suffisamment attentif aux compétences des équipes ainsi qu'à la qualité de la maintenance et au vieillissement des matériels ? »

Pierre Wiroth, Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, EDF, janvier 2008

La performance économique des installations nucléaires repose sur des facteurs tels que leur niveau de disponibilité ou le coût de leur maintenance. La recherche de rentabilité peut dès lors aller contre la sûreté des installations, par exemple en reportant des remplacements d'équipements ou en réduisant le temps pour les contrôles techniques. Ceci s'applique en particulier aux réacteurs français qui voient déjà leur performance économique limitée par leur large surcapacité, et qui sont sujets à des problèmes génériques du fait de leur haut degré de standardisation. Dans une note interne de 2001, par exemple, la Direction du département financier d'EDF estimait la perte de rentabilité à 76 millions d'euros par point de pourcentage de productivité.¹

Les réacteurs d'EDF ont toujours connu un facteur de charge relativement bas. Ce facteur combine la disponibilité (le temps pendant lequel un réacteur est en capacité de produire) et l'utilisation (la production actuellement utilisée rapportée au temps disponible). Les réacteurs d'EDF ont historiquement été marqués par des taux d'utilisation faibles liés à l'excédent de capacité pendant de larges périodes où la demande est inférieure à la production potentielle. Ceci a par exemple conduit à un schéma de gestion unique au monde, où plusieurs unités étaient fermées les week-ends, en particulier l'été. Les contraintes ainsi induites sur les assemblages combustibles sont l'une des causes possibles de la défaillance inattendue d'un nombre extrêmement inhabituel de crayons à Cattenom en 1999-2000, qui reste largement inexpliquée.²

Les arrêts de week-ends sont censés avoir cessé. Toutefois, plus de 40 unités continuent d'être exploitées en suivi de charge, ce qui pourrait avoir des conséquences imprévisibles sur la fatigue de certains composants des réacteurs. Dans le même temps, des problèmes nouveaux viennent affecter la disponibilité technique des réacteurs d'EDF. Bien qu'elle reste faible avec 77,3 % cumulés sur l'ensemble de la durée de vie des réacteurs jusqu'à fin 2007, la disponibilité a connu un progrès constant au cours des dernières années, passant de 80,4 % en 2000 à 83,6 % en 2006, et réduisant ainsi une partie de l'écart qui sépare le parc EDF des 90 % de disponibilité ou plus atteints sur certains parcs à l'étranger. Mais elle a chuté à 80,2 % en 2007, clairement pour des raisons essentiellement techniques.

La principale cause est un problème générique de colmatage des entretoises des tubes de générateurs de vapeurs, qui réduit la puissance des réacteurs en diminuant la capacité d'échange thermique, et qui pourrait entraîner des ruptures de tubes en grand nombre. EDF estime qu'il faudra jusqu'à 2010 pour traiter le problème, qui implique un traitement chimique. Seuls 5 à 6 réacteurs peuvent être traités industriellement chaque année, alors que le problème a déjà été identifié dans 15 des 900 MWe et 1 300 MWe, mais que d'autres attendent encore d'être inspectés. Ce problème va coûter, selon EDF, 2 % de perte de disponibilité supplémentaires au moins en 2008 et 2009. Un autre problème est apparu qui pourrait peser encore sur la disponibilité, avec la demande par l'ASN en février 2008 de correction d'un « défaut de supportage anti-vibratoire » dans tous les réacteurs concernés, dont le nombre n'a pas été rendu public.

Ces exemples ne sont que les derniers en date d'une longue série de problèmes génériques qui ont affecté l'exploitation des réacteurs d'EDF. La conséquence négative de la standardisation est de multiplier certains problèmes à de larges parts du parc de réacteurs – et donc les coûts associés. Un exemple de ce lien entre sûreté et économie est fourni par la série de renforcements de la résistance au séisme après que l'ASN a revu en 2003 le niveau de risque sismique maximal à prendre en compte. Les besoins de renforcement induisent d'importants travaux sur certains points de certains réacteurs, y compris les ancrages et les structures métalliques. La résistance d'EDF a conduit à la mise en place d'un groupe de travail entre l'exploitant, l'ASN et l'IRSN pour discuter en détail le niveau exact de renforcements nécessaires sur chaque réacteur concerné.

Un autre domaine dans lequel la pression économique et la sûreté peuvent s'opposer directement est celui de la recherche de performance du combustible. L'objectif est ici d'augmenter la quantité d'énergie délivrée par chaque assemblage combustible, ce qui permet notamment de réduire le nombre d'arrêts pour rechargement du

1 - Ce chiffre a dû augmenter depuis, suivant l'augmentation des prix de l'électricité au cours des dernières années.

2 - Le problème avait affecté au total 92 crayons contenus dans 28 assemblages différents (sur 193 assemblages de 264 crayons chacun), à comparer avec quelques ruptures de crayons au maximum observées en temps normal sur l'ensemble du parc chaque année.

cœur. Les réacteurs d'EDF ont été conçus à l'origine pour des taux de combustion de 33 GW.j/t (gigawatt.jour par tonne). Ceux-ci ont pu être atteints après quelques années puis régulièrement augmentés jusqu'à 55 GW.j/t aujourd'hui pour le combustible à l'oxyde d'uranium (UOX) – pas aussi rapidement toutefois qu'EDF l'avait projeté. L'exploitant vise des taux de combustion encore plus élevés, à la fois dans les réacteurs actuels et plus encore dans le futur réacteur EPR, dont le calcul de rentabilité est basé sur une hypothèse de 70 GW.j/t.

Le problème, du point de vue de la sûreté, est de conserver le contrôle du comportement du combustible lorsqu'on augmente son taux de combustion. Les préoccupations engendrées par le comportement du combustible plutonium-uranium (MOX) ont conduit l'ASN à refuser pendant de nombreuses années une augmentation de 42 à 47 GW.j/t du taux de combustion autorisé pour ce combustible spécifique. Les ruptures de crayons combustibles, parmi d'autres problèmes, peuvent être à l'origine de certains accidents. Le zircalloy utilisé actuellement pour le gainage de ces crayons n'est pas suffisamment résistant pour atteindre les hauts taux de combustion visés pour l'UOX. L'industrie a développé un nouvel alliage, le M5. Le premier cycle réalisé avec une recharge complète de M5 dans un réacteur, à Nogent-2 en 2002, a dû être arrêté suite à une contamination du circuit primaire après un record de 39 ruptures de gaines sur 23 assemblages. Bien qu'on ne sache pas aujourd'hui dans quelle mesure le gainage M5 était une cause primaire ou secondaire, l'ASN a suspendu toute extension de son usage jusqu'à plus ample information.

Enfin, la réduction des coûts a des conséquences par des biais multiples sur la sûreté d'exploitation. Une préoccupation récurrente concerne le recours croissant à des travailleurs sous-traitants, sous-qualifiés et sous-formés, pour diverses tâches de maintenance des réacteurs nucléaires. La gestion des stocks est récemment apparue comme un nouveau problème. L'Inspecteur général d'EDF pour la sûreté nucléaire et la radioprotection met en avant dans son rapport pour l'année 2007 les problèmes générés par la réduction massive du stock de pièces de rechange coûteuses³. Il explique qu'il devient difficile pour les sites d'obtenir ces pièces quand ils en ont besoin, rapportant des cas incroyables où des pièces démontées pour être remplacées ont finalement dû être remises en place faute de pièces de rechange.

3 - Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection 2007, EDF, January 2008.

La sécurité : une industrie incapable de s'adapter après le 11 septembre

« Les mesures de sécurité n'apportent aucune garantie sérieuse contre les actes kamikazes »

Note interne du Ministère de la Défense.

Citée par Libération, 12 septembre 2001.

La sécurité, ou protection vis-à-vis des actes de malveillance, est pour l'industrie nucléaire une préoccupation parallèle à la sûreté, ou protection vis-à-vis des situations accidentelles. Dans les deux cas, il s'agit à la fois d'éviter que les installations nucléaires soient exposées aux situations considérées, et de limiter par conception les conséquences éventuelles sur les installations si ces situations se produisent malgré tout. Si la logique de prévention est nécessairement différente vis-à-vis d'événements aléatoires ou d'actions volontaires, les deux domaines se mêlent au niveau de la conception des installations.

Contrairement aux scénarios accidentels, les actes de malveillance sont par principe orientés vers la réalisation d'un niveau de dégâts recherché. Un point central dans le domaine de la sécurité est donc l'identification des menaces jugées « crédibles », à travers l'évaluation de l'intérêt de groupes ou d'individus à viser une installation nucléaire et des moyens dont ils pourraient disposer – par le renseignement notamment –.

L'industrie nucléaire se heurte ici à une difficulté fondamentale. Celle-ci réside dans le fait que les menaces évoluent dans le temps alors que le degré de protection des installations est pour l'essentiel figé à la conception pour l'ensemble de leur durée de vie. Dans le cas où des menaces se développent qui excèdent les niveaux de charge intégrés à la conception, la protection ne repose plus que sur la seule prévention.

En France, les autorités ont fait le choix de ne communiquer aucune information sur les « menaces de référence », c'est-à-dire le type et le niveau d'acte de malveillance jugé crédible contre lequel les installations nucléaires doivent être protégées. Leur détail est couvert par le secret protégeant la sécurité nationale, le « secret défense ». Ainsi, on ne sait pas précisément si ces menaces ont été réévaluées, et de quelle façon, après les attentats du 11 septembre 2001 aux États-Unis.

Cette date a pourtant marqué, incontestablement, un tournant majeur. Auparavant, il semble que les menaces prises en compte étaient limitées par un principe étendant la dissuasion nucléaire à toute action contre les installations nucléaires menée avec un soutien étranger clairement identifié. Dans le contexte de l'époque, seules des attaques de faible ampleur devaient dans ces conditions être intégrées à la conception.

Dès lors, le dimensionnement des installations a été essentiellement, sinon totalement, déterminé par les agressions externes ou les situations internes d'origine accidentelle, susceptibles d'apporter des charges mécaniques ou thermiques supérieures à celles d'actes de malveillance limités.

La France a connu dans les années quatre-vingt et quatre-vingt-dix quelques attentats menés contre l'industrie électrique. La plupart ont visé la destruction de pylônes de lignes à très haute tension. L'attentat le plus marquant a touché, le 19 janvier 1982, le réacteur Superphénix. Des activistes opposés au projet de surgénérateur ont cherché à détruire le réacteur, alors en construction, en l'attaquant à l'arme lourde. Ils échouèrent à atteindre leur cible précise, mais sur cinq roquettes tirées, quatre atteignirent le réacteur, dont trois sur l'enceinte de confinement et une sur un système de levage. Les dégâts furent évalués aux alentours de 100 000 francs à l'époque (environ 15 000 €). Les auteurs, qui s'étaient procurés le matériel nécessaire auprès de véritables groupes terroristes, n'ont jamais été retrouvés jusqu'aux aveux spontanés de l'un d'entre eux, 22 ans après.¹

Rares et difficiles à acquérir à l'époque, des armements de ce type sont devenus plus accessibles et courants depuis une vingtaine d'années, comme en témoigne leur utilisation de plus en plus fréquente dans des attaques à l'arme

1 - Le lance-roquette, un RPG-7, et les munitions ont été obtenus auprès du groupe allemand RAF (Fraction armée rouge) via le groupe belge des CCC (Cellules communistes combattantes), ainsi que l'a raconté l'un des auteurs, Chaim Nissim, dans un livre publié en 2004.

lourde sur des convois blindés de transport de fonds. Trente ans après la mise en service des premiers réacteurs français, les menaces à prendre en compte aujourd'hui sont sans commune mesure avec celles d'alors.

Après les attentats du World Trade Center, tout scénario impliquant une vingtaine de personnes prêtes à sacrifier leur vie doit être considéré comme vraisemblable. Ceci inclut bien sûr l'utilisation d'avions de ligne détournés pour frapper des installations. Celles-ci, qu'il s'agisse des réacteurs ou des usines de fabrication ou de traitement du combustible, n'ont pas été conçues pour résister à une telle chute.

Ce constat montre évidemment les limites de l'approche essentiellement probabiliste du dimensionnement des installations. Face aux actes de malveillance, une autre approche est nécessaire. La sécurité repose alors sur une évaluation des potentiels de danger. Celle-ci, ainsi que l'a expliqué l'IPSN après le 11 septembre 2001, est une estimation du risque basée sur l'identification de la sensibilité du dispositif (le potentiel de relâchement de radioactivité) combinée à sa vulnérabilité (le degré de difficulté d'un tel relâchement)².

Aucune évaluation publique des conséquences potentielles du choc frontal d'un avion commercial sur un des 58 réacteurs d'EDF n'existe. Suite à une évaluation indépendante publiée par WISE-Paris au cœur du débat créé par le 11 septembre sur les conséquences potentielles d'une telle chute sur les piscines de La Hague, une évaluation officielle de l'IRSN indiquait qu'un tel scénario, s'il se réalisait, pourrait entraîner le relâchement de jusqu'à 10 % de l'inventaire radioactif contenu dans le combustible d'une piscine. Le relâchement de 1,5 % environ du stock de césium contenu dans une piscine correspondrait au relâchement de césium au cours de l'accident de Tchernobyl.³

Ce scénario n'est toutefois pas le seul à prendre en compte. Des intrusions doivent également être envisagées. Selon les rares informations disponibles dans ce domaine, des exercices menés par les forces de sécurité spécialisées ont montré le faible niveau de protection des installations nucléaires contre une attaque. Dans un autre registre, des militants anti-nucléaire de Greenpeace ont pu à plusieurs reprises mener des actions de protestation à l'intérieur même de centrales en échappant pendant plusieurs heures à la sécurité et en atteignant des zones sensibles des installations.

De même, l'intervention de complicités internes peut renforcer l'efficacité d'actions malveillantes. Plusieurs incidents ont montré la perméabilité des installations nucléaires sur ce plan. Un incident passé totalement inaperçu en 2003 à la centrale du Bugey illustre cette vulnérabilité. Le 12 juin 2003, lors d'une journée de grève sur le site, la fermeture d'une simple vanne a provoqué un enchaînement de déclenchements de systèmes de sûreté ayant conduit à l'arrêt automatique de la tranche 2 par activation des protections du groupe turboalternateur. On comprend quel potentiel de danger représente un tel acte, dans le cas où l'auteur aurait cherché à nuire plus gravement.

Les installations nucléaires ne sont par ailleurs pas les seuls éléments à prendre en compte. Les très nombreux transports de matières radioactives, et particulièrement de matières nucléaires (uranium et plutonium) engendrés par les activités de l'industrie constituent autant d'« installations mobiles » délicates à protéger. Le risque est à la fois celui d'une attaque visant directement à disperser les matières mises en jeu dans un transport, et celui d'une tentative de détournement de ces matières en vue de leur utilisation différée sous forme de « bombe sale » voire, s'il s'agit de matières nucléaires, en vue de la fabrication d'une arme nucléaire. Ce risque de détournement existe d'ailleurs dans toutes les installations détenant un inventaire significatif de matières radioactives.

Face à ces différents risques, comment l'industrie nucléaire française est-elle protégée ? Conçue sur la base de menaces aujourd'hui dépassées, l'industrie apparaît inadaptée dans la conception de ses installations comme dans son organisation générale. Les réacteurs et les usines, comme on l'a vu, n'ont pas été conçus pour résister aux attaques envisageables. Leur implantation non plus : la centralisation de l'ensemble des activités de retraitement à La Hague, par exemple, est génératrice de longs transports à partir des réacteurs. Plus encore, l'éloignement entre La Hague, qui sépare le plutonium, et l'usine de fabrication de combustible MOX qui l'utilise à Marcoule, témoigne de la priorité accordée à l'économie (l'optimisation des volumes transportés⁴) sur la sécurité.

Était-il possible de mieux anticiper l'évolution des menaces ? Il est très difficile de répondre à cette question. On peut en revanche s'interroger sur la capacité de l'industrie nucléaire à s'adapter. Si un certain nombre de paramètres sont figés, tels le dimensionnement et la conception générale des installations, d'autres facteurs peuvent évoluer pour réduire la vulnérabilité ou la sensibilité du système aux risques d'agression.

Des mesures de sécurité externe ont sans doute été renforcées, ponctuellement comme le déploiement temporaire ou durable de radars et de missiles anti-aériens pour protéger les installations de La Hague ou de la vallée du Rhône. Les autorités n'ont en revanche fourni aucune indication sur d'éventuelles adaptations au niveau industriel.

Au contraire, rien n'a semblé changer, y compris dans les domaines les plus exposés. Ainsi, malgré les inquiétudes engendrées par les transports de matières nucléaires à travers le territoire, ces transports continuent apparemment dans les mêmes conditions. Les options industrielles du retraitement, de la séparation du plutonium et de sa réutilisation dans une vingtaine de réacteurs d'EDF, qui multiplient les transports tout en augmentant leur dangerosité intrinsèque, n'ont connu aucune inflexion liée au facteur sécurité. Ces choix conduisent également à l'accumulation durable de très grandes quantités de matières radioactives dans des entreposages temporaires peu sécurisés, par comparaison par exemple avec des entreposages en sub-surface que quelques années suffiraient à mettre en place. Là encore, cette question ne semble pas préoccuper l'industrie.

2 - IPSN, *La protection des installations nucléaires contre la malveillance*, Note du 30 octobre 2001.

3 - Soit 26 kg environ, responsables selon les estimations des trois quarts de la dose collective à long terme engagée par l'accident.

4 - Marcoule est proche des usines d'enrichissement, dont est issu l'uranium appauvri qui représente plus de 90 % de la composition du combustible MOX, contre moins de 10 % de plutonium.

C'est en réalité bien par choix que la protection repose avant tout sur des dispositifs externes, afin d'écarter toute remise en question de la conception et des orientations du système industriel. L'essentiel doit donc se jouer dans la détection de la préparation d'actions par la surveillance du territoire et la prévention de leur réalisation par l'intervention de forces de sécurité.

Cette doctrine porte en corollaire l'application d'un niveau maximum de secret. Bien entendu, comme l'expliquait dès la fin 2001 l'autorité de sûreté nucléaire, les mesures de protection contre le terrorisme « *de même que les études menées sur la résistance des installations nucléaires face à un acte de terrorisme ne peuvent pas, par nature, faire l'objet d'une communication publique* »⁵. Leur détail ne doit en effet pas être diffusé. Mais la doctrine mise en œuvre par l'industrie nucléaire et les autorités françaises conduit à accepter le cas échéant une faille de sécurité dans la conception du système industriel dès lors que cette faille peut être tenue secrète !

Devenu principale ligne de défense, le secret doit être protégé à tout prix – au ou moins son image. Dans cette logique, aucune explication n'est possible, ni même l'expression sérieuse d'un doute. Aucune analyse interne ne diffuse hors du cercle des personnes habilitées au secret, et toute critique externe est immédiatement dénoncée comme faisant le jeu des terroristes potentiels.

Peu de temps après le 11 septembre 2001, plusieurs membres de Global Chance engagés dans un groupe de travail du Commissariat général au Plan sur la sécurité énergétique avaient proposé qu'y soit engagée une réflexion sur la résistance comparée aux actes de malveillance de différents systèmes énergétiques (en fonction notamment de leur degré de centralisation et des filières sur lesquels ils s'appuient). Les représentants de Cogema (devenu Areva) et d'EDF notamment avaient opposé une fin de non recevoir à toute discussion sur la tenue de différentes installations à différentes agressions, conduisant à l'arrêt des travaux du groupe.

La logique peut être poussée jusqu'à l'aberration lorsqu'elle cherche à maintenir secrets des éléments exposés au grand jour, par exemple les horaires et itinéraires de transports de matières nucléaires qui empruntent régulièrement les plus grandes voies publiques sous une forme facilement identifiable. De même, l'absence de garantie sur la résistance des réacteurs actuels à une chute d'avion commercial peut difficilement être considérée comme un secret.

La même politique s'étend au projet de nouveau réacteur EPR. En 2005-2006 la Commission particulière du débat public (CPDP) sur le projet de Flamanville a censuré un paragraphe de la contribution du Réseau Sortir du nucléaire citant une note d'EDF à l'appui de ses doutes sur la tenue du réacteur à une chute d'avion commercial. Le problème portait sur la proposition du Réseau de diffuser cette note – une « compromission » du secret défense –, mais la note classée « confidentielle » d'EDF avait déjà fait l'objet d'une fuite dans le domaine public.

Le dossier du débat apportait ainsi des déclarations contradictoires que le secret défense empêche de discuter. Il apparaît au contraire nécessaire, dans un cadre démocratique, de qualifier l'EPR sur ce plan et de caractériser ainsi le progrès qu'il représente par rapport aux réacteurs actuels. La crise ouverte par cet incident a notamment conduit à la création dans le cadre du débat public d'un groupe de travail sur l'accès à l'information dans le domaine nucléaire⁶. Celui-ci a reconnu que si le secret de défense est un élément indispensable de la sécurité nucléaire, son rôle exact dans le dispositif de protection, et donc sa limite, restent sujets à débat.

L'état du débat sur le réacteur EPR est révélateur de cette doctrine qui privilégie le secret sur le degré de résistance de l'EPR aux nouvelles menaces terroristes, que son dimensionnement n'anticipe pas, à une réflexion visant à mieux intégrer ces menaces au stade de la conception d'un nouveau réacteur. La sécurité reste peu élevée dans la hiérarchie des priorités à court mais aussi à long terme, comme le montre la vision des réacteurs du futur privilégiée par l'industrie.

Cette vision s'inscrit dans le cadre des travaux internationaux sur la « quatrième génération », terme attrape-tout qui regroupe l'ensemble des concepts de réacteurs, nouveaux ou ressortis des cartons, marquant une rupture avec les modèles dominant aujourd'hui le parc mondial⁷. Ces travaux sont notamment menés au sein du « Forum Génération IV », qui a réuni les « meilleurs experts mondiaux du nucléaire » pour définir les objectifs à atteindre et sélectionner les concepts les plus à même de les atteindre.

Les objectifs, fixés en avril 2001, donnent la priorité à la sûreté et surtout à la gestion des ressources en uranium et des déchets. Aussi, cinq des six concepts de filières retenus en octobre 2002 reposent sur un « cycle fermé » non seulement du plutonium mais aussi des actinides mineurs. Cette sélection de filières qui impliquent une gestion plus complexe mettant en jeu la séparation des matières les plus dangereuses reflète la faible préoccupation pour la menace terroriste.

La participation de la France au Forum accorde la priorité à la filière des surgénérateurs refroidis au sodium liquide. L'objectif de l'industrie nucléaire est d'obtenir dans ce cadre la mise en service, en 2020, d'un prototype effaçant le sentiment d'échec laissé par la fermeture en 1998 du surgénérateur Superphénix, appartenant déjà à cette filière. Synonyme d'une aggravation potentielle de la vulnérabilité et de la sensibilité du système nucléaire aux menaces terroristes, ce choix illustre l'incapacité profonde du nucléaire français à opérer une mise à jour de plus en plus urgente de sa doctrine de sécurité.

5 - DGSNR, Rapport annuel 2001.

6 - Commission particulière du débat public EPR « Tête de série » - Flamanville, Rapport de restitution du groupe de travail dit « Accès à l'information », février 2006.

7 - Qualifiés de « deuxième génération », les réacteurs prolongeant ces filières, comme l'EPR, étant désignés comme « troisième génération ».

GROS PLAN

Les réacteurs nucléaires, des “armes pré-déployées”

« Aucune réglementation au monde ne permet de garantir qu'une centrale ne sera pas endommagée par une chute d'avion de grande taille »

Jérôme Goellner, Directeur adjoint, DSIN
(aujourd'hui ASN).

Cité par Les Échos, 13 septembre 2001.

Les réacteurs nucléaires apparaissent à certains experts comme des « armes nucléaires pré-déployées ». L'idée suggère qu'une attaque réussie contre un réacteur nucléaire entraînerait des effets dévastateurs semblables à ceux d'une véritable bombe nucléaire. Il ne s'agirait pas en réalité de libérer la même puissance instantanée que dans le cas d'une explosion nucléaire, mais l'impact de la contamination massive que pourrait entraîner la destruction d'un réacteur en serait également massif.

Une telle vision, aussi glaçante soit-elle, doit-elle être considérée comme réaliste ? La question se posait à peine avant le 11 septembre 2001. Mais les attentats perpétrés aux États-Unis ce jour-là ont clairement changé la donne. Absente des esprits quelques jours auparavant, la question du degré de résistance des réacteurs nucléaires aux chutes d'avion de ligne est devenue dans les jours qui ont suivi un sujet de préoccupation majeure. Le débat qui s'est développé à l'époque en France, rapidement placé sous l'égide du très commode « secret défense », n'a apporté aucun élément rassurant.

La réponse traditionnelle à la question d'une menace contre les réacteurs français – dans la mesure où ce risque était pris en compte – était en fait contenue dans la doctrine militaire de dissuasion nucléaire. Une attaque de cette ampleur ne pourrait être organisée que dans un cadre militaire ou semi-militaire avec le soutien direct d'un gouvernement étranger ; le pays concerné s'exposerait à la même réponse, c'est-à-dire une frappe nucléaire, que s'il avait lui-même dirigé contre la France une arme atomique. Dès lors qu'une telle attaque peut, comme le 11 septembre l'a montré, être envisagée comme émanant d'un groupe sans base gouvernementale étrangère, cette doctrine s'effondre.

Or, un corollaire important de cette doctrine a consisté à exclure toute attaque d'envergure du champ des événements pris en compte pour le dimensionnement des installations nucléaires. Celui-ci est essentiellement basé sur les contraintes pouvant résulter d'agressions externes accidentelles évaluées sur une base probabiliste, les seuls actes de malveillance jugés vraisemblables à l'époque n'apportant pas une charge supérieure aux séismes ou explosions chimiques pris en compte.

Dans cette logique, seules la chute accidentelle d'un avion de tourisme paraissait suffisamment probable (plus d'une chance sur un million par réacteur par an) pour exiger qu'un réacteur soit conçu pour lui résister. L'impact d'un tel avion est sans rapport avec le choc frontal d'un avion de ligne, surtout si l'on tient compte, en plus du choc, du feu de son chargement en kérosène¹.

Le caractère « vraisemblable » d'attaques terroristes contre des installations nucléaires à l'aide d'avions commerciaux chargés en kérosène ne fait malheureusement plus guère de doutes. Pas plus que le fait qu'une telle attaque, si elle réussissait à atteindre un des 58 réacteurs exploités en France (comme partout dans le monde), pourrait avoir des conséquences catastrophiques. De plus, les réacteurs ne sont pas les seules installations nucléaires en cause (sans compter que d'autres installations industrielles pourraient également être visées). Ainsi, les usines de la chaîne du combustible nucléaire et les différents entreposages et stockages de matières radioactives présentent parfois un inventaire radiologique supérieur à celui des réacteurs sans bénéficier d'une protection équivalente à celle de l'enceinte d'un réacteur. C'est notamment le cas, comme les débats de l'automne 2001 l'avaient révélé, des piscines d'entreposage des combustibles irradiés à La Hague.

La réponse officielle consiste aujourd'hui, outre à empêcher tout développement d'une analyse publique de la situation au moyen du secret défense, à assurer le public qu'une telle attaque serait stoppée avant d'atteindre son but grâce aux moyens du renseignement et des dispositifs d'alerte et de réaction : des avions de chasse seraient mobilisés pour intercepter tout avion de ligne menaçant et l'abattre le cas échéant, après confirmation de la menace et remontée de la chaîne de commandement selon un protocole établi. Toutefois, dans le cas de La Hague, des missiles anti-aériens à guidage radar ont pendant un temps été déployés à proximité du site.

La vulnérabilité des installations existantes et l'impossibilité de les adapter à une menace postérieure à leur conception créent une situation très difficile pour les autorités. Toute discussion est impossible au-delà des constats d'évidence. Les questions que l'on peut se poser sur l'efficacité de ces dispositifs préventifs vis-à-vis d'une attaque du type du 11 septembre, ou

¹ - L'énergie thermique potentiellement dégagée par l'incendie de 20 000 à 200 000 litres de kérosène (soit deux tiers du chargement maximal) pour une fourchette allant de l'Airbus 320 à l'Airbus 380, est très supérieure aux 2 300 à 19 000 MJ d'énergie cinétique de ces avions compte-tenu de leur masse et vitesse maximales.

sur la résistance éventuelle des installations à d'autres types d'attaque massive envisageables et sur leur prévention ne trouvent pas d'autre réponse que celle de la nécessité du secret.

La question se pose – ou devrait se poser – différemment pour de nouvelles installations. Ainsi, on aurait pu penser que des exigences nouvelles soient fixées, ou au moins discutées, en matière de protection contre les actes de malveillance, avant la réalisation de nouveaux projets. Il n'en est rien. Le réacteur EPR, dont la construction a été autorisée à Flamanville, a été conçu dans les années quatre-vingt-dix selon les normes évidentes à l'époque. Tout juste a-t-il, s'agissant des chutes d'avion, bénéficié de la collaboration franco-allemande pour intégrer au dimensionnement la résistance à une chute d'avion militaire (dont la probabilité était jugée plus forte en Allemagne au vu des statistiques d'accident des avions des bases américaines).

Les leçons tirées du 11 septembre n'ont pas conduit les autorités à revoir les exigences de dimensionnement. Elles se sont contentées, sans traduire cela en engagement réglementaire, de demander à l'exploitant

tant de mener des études hors dimensionnement sur la résistance à une chute d'avion. Les résultats définitifs de ces études ne sont pas publics. EDF affirme que « moyennant quelques dispositions complémentaires décidées après 2001, il est en mesure de résister à des chutes d'avions commerciaux² ». Le constructeur de l'EPR, Areva, et les autorités ne disent pas le contraire. Pourtant la fuite d'un document intermédiaire, publié par de nombreuses sources bien que couvert par le confidentiel défense, semble indiquer que « des chutes » ne signifie pas « toutes les chutes », autrement dit que l'EPR pourrait ne pas résister dans certains cas au choc cinétique. De plus, il n'existe aucune indication sur l'évaluation de l'effet conjoint du choc et de l'apport thermique. Encore moins sur la prise en compte d'autres menaces de référence, dont la liste même est secrète... Né à la fin du XX^e siècle, l'EPR ne semble pas préparé aux menaces d'un nouveau siècle « inauguré » par la chute des Twin Towers.

2 - EDF, Débat public 2005-2006, Projet Flamanville 3 – Construction d'une centrale électronucléaire "tête de série EPR" sur le site de Flamanville – Le dossier, document soumis au débat public, juillet 2005.

GROS PLAN

Les transports, maillon faible de la chaîne nucléaire

Des centaines, voire des milliers de colis de matières radioactives sillonnent chaque jour le territoire français, la plupart pour des activités médicales ou industrielles hors nucléaire. Ces très nombreux transports ne sont pas sans poser des problèmes de sécurité, notamment de risque de détournement, certains d'entre eux contenant des sources potentiellement utilisables, notamment, sous forme de « bombe sale » (la combinaison d'un engin explosif classique avec une source radioactive pour provoquer une contamination).

Mais la principale préoccupation en terme de sécurité des transports concerne les transferts plus importants de matières radioactives que génère l'industrie nucléaire, et plus particulièrement les transports de matières nucléaires mises en jeu dans le combustible (qui sont les mêmes, bien que présentant en général une qualité et une forme différente, que celles utilisées dans les armes nucléaires). La France compte en moyenne plus de quatre transports de ces matières particulières par jour.

Chacun d'entre eux transporte suffisamment de matière pour constituer s'il était fixe une INB, installation nucléaire de base. Tout parking, gare ferroviaire ou station-service où s'arrête un de ces transports devient ainsi virtuellement une INB, sans toutefois aucune des protections qui s'attachent à ce statut réglementaire spécifique. Tout le problème est bien là : hors de ses murs, l'industrie nucléaire doit mettre en place des mesures de protection adaptées à une mobilité qui affaiblit par principe les dispositifs classiques. Ainsi, les épaisseurs des barrières de confinement sont forcément plus faibles, ou la restriction de l'accès du public moins contrôlable que dans le cas d'un site fixe.

Une partie de ces transports est indispensable au fonctionnement de l'industrie nucléaire. La France a toutefois opéré des choix industriels qui augmentent singulièrement les risques avec le développement d'une activité de retraitement et de réutilisation du plutonium, non seulement pour ses usages domestiques mais aussi pour des services à des clients étrangers.

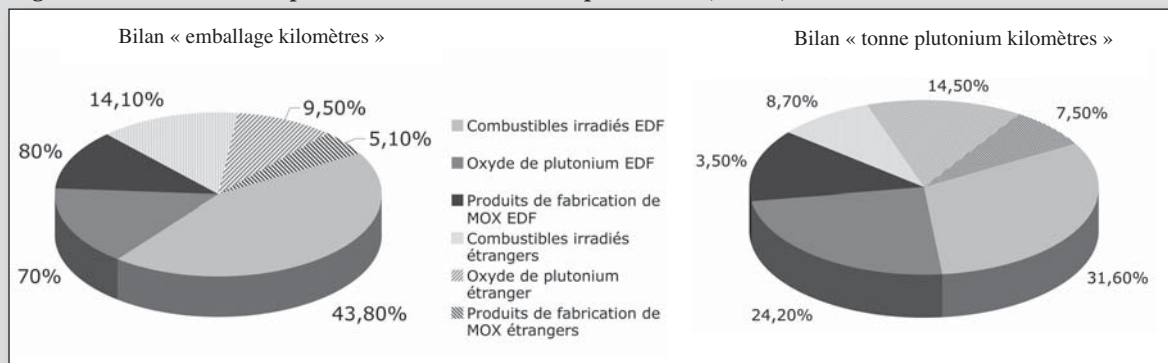
L'augmentation est d'abord quantitative. Le principe même d'une séparation et réutilisation du plutonium induit des transports supplémentaires entre les lieux où s'opèrent les différentes étapes de cette chaîne. L'augmentation est d'autant plus significative que ces lieux se trouvent, sur la base d'autres critères, répartis sur tout le territoire, en particulier les usines de retraitement du combustible usé et de fabrication du combustible neuf à base de plutonium, situées respectivement à La Hague au Nord-Ouest et Marcoule¹ au Sud-Est, obligeant à une traversée de tout le territoire.

1 - Deux autres usines aujourd'hui fermées ont reçu le plutonium séparé à La Hague : Cadarache, encore plus au Sud-Est que Marcoule, et Dessel en Belgique.

On peut mesurer cette augmentation en calculant le nombre cumulé de kilomètres parcourus par des colis de matières nucléaires contenant du plutonium, ou même de kilomètres parcourus par les tonnages de plutonium mis en jeu aux différentes étapes du transport (respectivement exprimés en « emballage. kilomètres » et en « tonne plutonium. kilomètre, voir figure 1). On peut ainsi estimer que, pour une année représentative des flux engendrés par cette industrie, plus de 250 000 km sont parcourus sur le territoire français par des emballages de transport contenant du plutonium. Hors transports d'uranium à l'amont de la chaîne combustible, les choix liés à la réutilisation du plutonium conduisent à un triplement en tonnes. kilomètres des transports liés à la partie aval de la chaîne, imputable pour moitié aux services domestiques et pour moitié aux services à l'étranger.²

L'augmentation est également – et peut-être surtout – qualitative. Le plutonium est en effet, en lien avec les étapes de sa réutilisation, transporté sous des formes très différentes de la seule forme envisagée en l'absence de retraitement. Le plutonium reste dans ce cas inclus à la matrice de combustible usé dans laquelle il s'est formé. Sa réutilisation entraîne un premier transport du plutonium séparé, sous forme de poudre d'oxyde, vers l'usine de fabrication de MOX puis un transport de combustible MOX non irradié vers la centrale qui va l'utiliser. Enfin, le MOX usé, plus chaud et plus irradiant que du combustible usé classique, est transporté pour entreposage vers La Hague. Ces différentes formes présentent une sensibilité supplémentaire tant sur le plan du risque de détournement des matières que de l'impact potentiel en cas de dispersion. Le constat s'applique en particulier aux deux premières qui appartiennent, dans la classification des matières nucléaires transportées, à la catégorie la mieux protégée des matières nucléaires non irradiées.

Figure 1 - Bilan des transports liés à l'industrie du plutonium (2003b)



a. Le bilan des transports de matières nucléaires en France est ici présenté en différenciant la part française et la part étrangère, et les principales étapes de transport après déchargement du combustible (transfert du combustible irradié vers son entreposage, transfert du plutonium séparé issu du retraitement vers l'usine de fabrication de MOX, transfert des produits de la fabrication de combustible MOX (y compris les rebuts de fabrication)). Ce bilan est calculé selon deux grandeurs :

- l'estimation en « emballages. kilomètres » correspond au nombre de kilomètres parcourus au total par les colis de matières de chacune des catégories incluses,
- l'estimation en « tonne de plutonium. kilomètres » rapport les distances parcourues aux quantités de plutonium transportées selon la teneur moyenne de chacune des catégories.

a. Les estimations présentées ont été réalisées par WISE-Paris pour une année « standard », c'est-à-dire représentative des flux moyens de matières liés aux services de retraitement à EDF et aux clients étrangers avant le déclin de cette activité.

Source : Estimations WISE-Paris, 2003

Les transports de cette catégorie de matières sont d'ailleurs, contrairement aux autres qui sont en général transportés par voie ferroviaire, transportés par route. Il s'agit, en lien avec les menaces particulières qui peuvent peser sur ces transports sensibles, de permettre une plus grande flexibilité de leur organisation et d'offrir des possibilités d'alternatives en cas de menace avérée. Bien entendu, ce choix n'est pas neutre en matière de risque d'accident et d'exposition potentielle du public.

Une forte controverse s'est développée depuis quelques années autour de la sécurité de ces transports et des risques associés. L'association Greenpeace a notamment observé que les transports entre La Hague et Marcoule, représentant un ou deux transferts de 150 kg de plutonium sur plus de 1,000 km par semaine, s'opéraient à jours et heures fixes en suivant un itinéraire régulier. Au point que l'organisation est parvenue à surveiller les transports et reconstituer les horaires et les itinéraires. En 2003, pour dénoncer cette situation, Greenpeace a

2 - Ces chiffres, représentatifs du début des années 2000, tendent à se réduire du fait de l'arrêt des arrivées massives de combustible étranger avec la fin progressive de tous les gros contrats de retraitement étrangers.

dans une action spectaculaire bloqué un camion transportant ce plutonium au cœur de Chalons-sur-Saône, où il s'apprêtait à passer la nuit dans une caserne.

La logique du secret impose de ne reconnaître aucune faille. Les autorités ont donc renversé la charge de la responsabilité : le problème n'était pas que ces transports soient réguliers et parfaitement identifiables sur la voie publique, mais que Greenpeace rende publique cette information. Ainsi, les responsables de la sécurité ont affirmé que le système de protection reposait avant tout sur le renseignement, au sens où c'est justement en surveillant les transports pour acquérir ces informations sur les horaires et les itinéraires qu'un groupe malveillant serait repéré. Ainsi, poursuivaient-elles, l'activité de Greenpeace avait bien entendu été repérée ; à l'inverse, la publication des informations que l'organisation avait récoltée permettrait à un groupe véritablement malveillant de préparer une attaque sans éveiller l'attention des services de renseignement.

Dans la même logique, les autorités ont affirmé que l'immobilisation sans incident du camion n'indiquait aucune faiblesse des systèmes de protection embarqués, mais démontrait au contraire la maîtrise de la chaîne de décision, l'identification rapide de la nature du groupe ayant permis de ne pas engager certains moyens de défense – dont on ignore la nature. Il est vrai que les activistes de Greenpeace portaient des signes visibles de leur appartenance à cette organisation. Mais que se passerait-il si de véritables terroristes empruntaient ce type de déguisement ?

La controverse porte également sur les conséquences potentielles d'une attaque contre ces transports. Dans plusieurs rapports successifs, les experts indépendants britanniques et français de Large & Associates et de WISE-Paris ont analysé depuis 2003 les risques de relâchement de plutonium dans des situations d'accident ou d'acte de malveillance. Ces études notent que si l'IRSN considère « qu'un accident de transport ne peut pas conduire à une brèche dans le colis » de type FS47 utilisé – ce qu'elles mettent par ailleurs en doute –, le même institut a publié des résultats de tests concluant que ce colis ne résisterait pas à un tir de roquette, une arme d'un type vraisemblablement accessible à des groupes sub-nationaux organisés.³

Il semble relativement évident que des actions volontairement conçues pour causer des dommages, si elles atteignaient leur but, pourraient fortement affecter l'intégrité du confinement et conduire à des relâchements significatifs de poudre de plutonium. Outre l'impact socio-économique d'une contamination, les conséquences pourraient être importantes sur le plan sanitaire, compte tenu de la radiotoxicité aiguë du plutonium, dont quelques dizaines de microgrammes inhalés (moins de un dix millionième de ce que contient un transport) suffisent à déclencher de façon certaine un cancer des poumons. Large & Associates estime par exemple qu'une zone de 250 km² pourrait être affectée, représentant dans une zone urbaine une population de quelques 125 000 habitants avec pour conséquence environ 500 cancers fatals.

Plus largement, l'analyse des rares explications publiées sur l'approche française pour la sécurité des transports de matières nucléaires suggère un déficit d'application des recommandations de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), recommandations pourtant antérieures au 11 septembre 2001 dont certains demandent aujourd'hui la révision. L'attention particulière soulevée, en octobre 2004, par un transport exceptionnel de 150 kg de plutonium militaire américain de La Hague à Cadarache⁴ a créé un double standard : les mesures visibles de sécurité de ce transport, incluant une escorte très renforcée et la garde de tous les ponts, tunnels etc. sur l'itinéraire, sont apparues sans commune mesure avec les mesures légères appliquées chaque semaine aux transports français.

Une anecdote permet de s'interroger pourtant sur le sérieux du très voyant dispositif déployé dans ce contexte médiatique. Stationné pour s'approvisionner en essence dans une station-service préalablement « sécurisée » par l'arrivée de personnels en armes, le camion a pu être vu et approché, sans personnel à bord, au milieu des pompes à essence... Du reste, les mesures déployées pour l'occasion sont restées exceptionnelles : les transports de plutonium et autres matières nucléaires ont ensuite repris sous la même forme qu'auparavant. Barricadées derrière le secret défense, les autorités ne montrent aucun signe d'évolution de leur doctrine sur la sécurité de ces transports à haut risque.

3 - Les saisies opérées parfois par les policiers témoignent que des armements modernes, capables d'atteindre à plusieurs centaines de mètres un véhicule lancé à 80 km/h, circulent dans certains milieux.

4 - Ce plutonium était transporté pour la fabrication en Europe de quatre assemblages de combustible MOX destinés à être testés dans un réacteur américain en vue de la généralisation de ce procédé comme moyen d'élimination des 34 tonnes de plutonium militaire déclaré en surplus par les États-Unis.

GROS PLAN

La France, pompier pyromane de la prolifération

« L'énergie du futur n'a pas vocation à être la possession exclusive des pays les plus développés dès lors que les conventions internationales sont partout respectées »

Nicolas Sarkozy, Président de la République
Discours prononcé à Marakkech
au parlement marocain, octobre 2007.

Le risque de prolifération, c'est-à-dire de détournement à des fins militaires des infrastructures, des équipements, des technologies et des matières de programmes nucléaires civils, n'a traditionnellement pas constitué une préoccupation forte dans les débats sur le nucléaire en France. Si l'opinion publique et les décideurs politiques se montrent comme ailleurs inquiets du risque d'escalade dans les armements nucléaires au niveau mondial, ce problème semble la plupart du temps déconnecté, dans leurs analyses, des questions posées par le développement de l'industrie nucléaire française.

Ce risque est en premier lieu totalement occulté pour ce qui concerne les activités en France. Dans un pays doté d'un programme nucléaire militaire avant de se lancer dans le nucléaire civil, l'interaction entre les deux suscite peu d'interrogations. L'idée que les installations nucléaires exploitées en France puissent servir au développement de programmes nucléaires dans d'autres pays paraît incongrue. Très peu de Français savent probablement, par exemple, que l'Iran détient depuis 1974, et encore aujourd'hui une part de 10 % dans les intérêts de l'usine d'enrichissement de l'uranium Eurodif, à Tricastin¹. Plus encore, lorsqu'au cœur de la crise sur l'enrichissement iranien un rapport consacré à la prolifération rappelle, en détail, cette situation, il reste largement ignoré des politiques et des médias nationaux.²

De même, les conséquences en termes de prolifération ont très rarement fait l'objet de débat autour des projets d'exportation du nucléaire français. La France, au milieu des années soixante-dix et quatre-

vingt, s'est montrée généreuse dans ce domaine. La plupart des pays officiellement ou non officiellement détenteurs de l'arme nucléaire ont bénéficié de son concours. Le développement de la bombe nucléaire israélienne s'est appuyée sur la technologie française, ainsi que le programme irakien avorté après la destruction, justement par Israël, du réacteur d'origine française Osirak. De même, le programme sud-africain a largement bénéficié du soutien français.

Même le retraitement du combustible irradié, technologie proliférante par excellence dont l'origine est clairement le besoin militaire de plutonium séparé, ne soulève que peu de préoccupation. Alors que l'administration Carter décidait l'arrêt du retraitement aux États-Unis en 1977, à cause de son caractère proliférant, la France se lançait à La Hague dans un programme massif de retraitement commercial. A la même époque, ce n'est pas l'opposition en France mais un veto des États-Unis qui a empêché la France de livrer une usine de retraitement au Pakistan.

Cette indifférence persiste. Lorsque les médias ont annoncé comme le « contrat du siècle », en 2007, le projet d'accord pour la fourniture par Areva de deux réacteurs à la Chine, ils ont mentionné les difficultés liées à l'exigence chinoise d'étendre le contrat à la gestion du combustible, incluant un transfert de technologie du retraitement. Cette information n'a pas suscité beaucoup de remous, et aucun suivi n'a été proposé sur le refus annoncé d'Areva – peut-être davantage motivé par une logique commerciale que géopolitique. De même, les accords de coopération nucléaire signés par la France avec l'Inde, pays officiellement détenteur de l'arme nucléaire mais non signataire du Traité de non prolifération n'attirent guère l'attention publique. Ce pays, dont le programme militaire s'est clairement appuyé sur le détournement de coopérations civiles, est pourtant mis à l'index de la communauté internationale. La mise en œuvre d'une coopération entre la France et l'Inde dans le domaine nucléaire, précisée notamment par une déclaration commune en février 2006, n'a suscité aucun débat. Elle fait pendant à un projet d'accord entre l'Inde et les États-Unis dont la ratification, par comparaison, est débattue depuis plus d'un an au Congrès et plus largement.

1 - Via la détention par Atomic Energy Organization of Iran de 40 % dans le consortium franco-iranien Sofidif, lui-même détenteur à 25 % du groupe multinational Eurodif, dont le principal actionnaire est Areva. Les dividendes accumulés par l'Iran, estimés à plusieurs dizaines de millions d'euros, sont gelés sur des comptes en France du fait des restrictions internationales liées au programme d'enrichissement iranien.

2 - Schneider M., *The Permanent Nth Country Experiment – Nuclear Weapons Proliferation in a Rapidly Changing World*, Rapport commandité par Les Verts/ALE au Parlement européen, mars 2007.

Le Président de la République, Nicolas Sarkozy, endosse volontiers depuis son arrivée au pouvoir mi-2007 l'habit de VRP du nucléaire français. Il mène en particulier une politique de promotion active du nucléaire, assortie d'une offre de coopération, dans les pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, où il s'agit avant tout de maintenir une influence en proposant une alternative à la coopération avec les États-Unis.

Cette posture a pour la première fois éveillé l'opinion lorsque la France a proposé de livrer un réacteur EPR à la Lybie de Khadafi, reçu en grande pompe à l'Élysée à l'automne 2007. Un accord de coopération nucléaire a été signé entre les deux pays. Mais la France a également signé au cours des derniers mois, sans susciter la même émotion, des accords similaires avec de nombreux autres pays de la région : Algérie, Jordanie, Maroc, Tunisie, Émirats Arabes Unis (EAU)...

A chaque fois, ces accords sont négociés sans aucune forme de débat préalable et annoncés comme un fait accompli. Le gouvernement, par la voix de son Ministre des Affaires étrangères Bernard Kouchner, a fourni une fois pour toutes la justification de cette politique : « les demandes de pays qui souhaitent bénéficier de cette énergie propre et peu coûteuse sont légitimes »³. Il appelle à une « nouvelle ère nucléaire (...) synonyme de sécurité collective et de prospérité partagée » !

Le Président de la République et son gouvernement semblent ne voir aucun lien entre leur politique d'encouragement au développement du nucléaire dans des régions parmi les plus instables du monde et le problème de prolifération. Les révélations sur le réseau clandestin organisé autour d'un responsable clé du programme nucléaire militaire pakistanais, les crises successives en Corée du Nord et en Iran, et pour certains la rupture de l'embargo vis-à-vis de l'Inde engagée par les États-Unis, sont perçus sur la scène internationale comme autant de signaux alarmants.

Les dispositifs mis en place pour empêcher le développement de programmes nucléaires militaires sautent un à un. La France se drape de la vertu en promouvant un renforcement des garanties contre la prolifération autour de trois « impératifs » :

- n'exporter « aucune technologie vers des pays qui ne respectent pas leurs obligations » (dans le cadre du TNP ou des résolutions du Conseil de sécurité des Nations-Unies) ;
- appliquer à « l'exportation des technologies de

l'enrichissement et du retraitement (...) des critères beaucoup plus stricts » que sur les exportations de réacteurs et de combustible et proposer aux pays l'accès à un « mécanisme multilatéral de fourniture » (banque du combustible) dont la France serait bien sûr l'un des principaux fournisseurs ;

- « n'exporter que des réacteurs non proliférants, c'est-à-dire à eau légère », technologie que la France propose justement à l'exportation.

Ces propositions, non dénuées d'arrière-pensées commerciales, relèvent d'une vision angélique. De nombreux pays ont bénéficié de l'importation de technologies, y compris Françaises, tout en détournant leurs obligations internationales. Des pays ont accédé à la technologie d'enrichissement sans importation officielle. Enfin, si la technologie des réacteurs à eau pressurisée n'a pas été détournée à des fins militaires par des pays qui ont emprunté des voies plus directes, elle n'est pas intrinsèquement non proliférante.

C'est justement la faiblesse avérée de garanties de ce type qui entraîne la crise actuelle. Le régime international de non prolifération apparaît, selon les mots de l'ancien Ministre des Affaires étrangères allemand Joschka Fischer, « au bord de l'implosion ». Dans ce contexte, le simple fait de suggérer que la technologie nucléaire peut être développée, sans danger et pour le bénéfice de tous, dans tout pays qui se montre suffisamment conciliant revient à jouer avec le feu.

L'attitude française est d'autant plus critiquable que le « besoin » de recourir au nucléaire dans les pays concernés fait question. Aucun d'eux ne dispose du dispositif réglementaire, des capacités d'expertise et de contrôle, du personnel qualifié, des infrastructures de maintenance et même des capacités de réseau. L'Autorité de sûreté nucléaire française, qui a souligné début 2008 l'importance de ce dossier, estime qu'une quinzaine d'années sont nécessaires pour développer le cadre nécessaire à l'exploitation d'un réacteur nucléaire dans un pays qui part de zéro. Le gouvernement français a d'ailleurs créé au sein du CEA une Agence France Nucléaire Internationale pour aider les pays concernés à « préparer l'environnement institutionnel, humain et technique » nécessaire.

Enfin, un réacteur comme l'EPR, avec une puissance unitaire de 1600 MWe, est démesuré par rapport aux besoins, et aux capacités d'absorption de réseaux de pays dont la capacité installée totale représente aujourd'hui entre 1900 MWe (Jordanie) et 6600 MWe (EAU). Jean Syrota, ancien Prési-

3 - Bernard Kouchner, *Les Echos*, 29 avril 2008.

dent de Cogema, note qu'« il faudrait donc trouver d'autres raisons que le souci d'une gestion efficace et raisonnable d'un système électrique »⁴. D'autres options énergétiques plus en phase avec leurs capacités et leurs besoins, et ne présentant pas les mêmes risques s'offrent incontestablement à ces pays.

Les intentions réelles des pays s'engageant dans la coopération proposée par la France devraient effec-

tivement être examinées avec précaution. De même, le potentiel non négligeable de déstabilisation politique de ces pays, incluant le risque que des groupes terroristes s'emparent de matières ou d'équipements sensibles, voire que des mouvements politiques hostiles accèdent au contrôle des installations, doit être considéré. En feignant d'ignorer ces problèmes, les autorités françaises mènent vis-à-vis du risque de prolifération une véritable politique de pompier pyromane.

4 - J. Syrota, "L'avenir du nucléaire civil", *Politique étrangère*, 2008/1, printemps 2008, pp. 161-171.

GROS PLAN

L'accumulation de plutonium en France, vecteur de prolifération.

La France s'est, comme tous les autres pays qui ont développé cette technologie, engagé dans le retraitement de combustible nucléaire irradié pour produire le plutonium nécessaire au développement d'un arsenal militaire. Ils ont ensuite poursuivi cette activité à des fins civiles pour alimenter le projet d'un programme de surgénérateurs. Alors que les États-Unis abandonnaient en 1976-1977 le retraitement à des fins civiles en raison du caractère extrêmement proliférant de cette technologie, la France s'engageait dans un programme de retraitement du combustible de ses réacteurs à eau pressurisée (REP) à La Hague, confirmé et amplifié au milieu des années quatre-vingt avec le lancement d'un programme de réutilisation du plutonium séparé dans les mêmes réacteurs sous forme de combustible MOX.

La séparation à grande échelle de plutonium militaire a commencé en 1958 et cessé entre 1991 et 1993, après la production d'un total de 6 tonnes environ¹. En tenant compte des quantités consommées dans les tests et des pertes de procédé, le stock actuel peut être estimé à 5 tonnes environ. Le programme nucléaire civil met des quantités beaucoup plus importantes en jeu. Le total de plutonium civil entreposé en France, toutes formes confondues, atteignait fin 2006, dans la dernière déclaration officielle en date de la France à l'AIEA, 294,2 tonnes (tableau 1). En progression constante, ce total a probablement dépassé depuis cette date le seuil de 300 tonnes.

Ce stock inclut notamment le plutonium laissé en l'état dans les stocks de combustible irradié non retraité, entreposé en attente de retraitement différé, mais aussi le plutonium séparé entreposé en attente de réutilisation. Il comprend une part de plutonium d'origine étrangère dans chacune de ces catégories – cette part est toutefois en forte diminution du fait de la fin progressive des contrats de retraitement avec des compagnies électriques étrangères. Le point le plus préoccupant est la croissance du stock de plutonium séparé non irradié, théoriquement en attente de réutilisation mais qui s'empile sur étagère. Bien que la doctrine officielle ait été depuis la première introduction de combustible MOX dans les réacteurs d'EDF, en 1987, « l'équilibre des flux » entre les quantités issues du retraitement et les quantités réutilisées, le stock non réutilisé, nul à cette époque, a quasi continuellement cru pour atteindre fin 2006 un total de 52,4 tonnes. Il faut y ajouter 29,7 tonnes de plutonium séparé appartenant à des clients étrangers.

L'industrie nucléaire a longtemps laissé ce plutonium s'accumuler en contestant toute préoccupation sur les implications militaires potentielles de ce stock. Areva déclarait régulièrement que ce plutonium n'était pas utilisable pour la fabrication d'une arme nucléaire, jouant sur la sémantique : ce plutonium est en effet considéré, selon la classification introduite par les États-Unis, de « qualité réacteur » (reactor grade) par opposition au plutonium dit de « qualité militaire » (weapon grade) utilisé pour les armes. La différence tient à la composition isotopique et en particulier à la teneur en isotopes impairs responsables de la réaction de fission (plutonium-239 et plutonium-241)². Cette différence signifie toutefois qu'il est préférable d'utiliser le second, mais elle n'indique en rien qu'il est impossible d'utiliser le premier.

1 - Ce chiffre constitue une moyenne d'estimations allant de 4,3 à 7,8 tonnes.

2 - Le plutonium issu du retraitement de combustible irradié de réacteurs modernes est « dégradé » par les taux de combustion élevés. Le plutonium de qualité militaire, qui contient plus de 90 % d'isotopes fissiles, est produit à partir de combustible très peu irradié.

L'Agence internationale de l'énergie atomique, en charge du contrôle de la non prolifération pour les Nations Unies, a exprimé sur ce point une position très claire en précisant qu'elle considère « tout plutonium issu de combustible irradié à fort taux de combustion et de quelque composition que ce soit, à l'exception du plutonium contenant plus de 80 % de plutonium-238, comme utilisable dans un engin explosif nucléaire »³. Pressés sur ce point au cours du débat public national sur la gestion des déchets nucléaires qui s'est tenu en 2005-2006, les dirigeants d'Areva ont pour la toute première fois admis, dans une réponse aux experts de Global Chance, la possibilité technique d'utilisation du plutonium séparé à La Hague à des fins militaires. Prétextant n'avoir « pas de compétence spécifique dans la conception ni la réalisation d'armes nucléaires », Areva s'est référé alors à un article de l'ancien Directeur général adjoint de l'AIEA Bruno Pellaud pour rappeler qu'aucune explosion nucléaire sur plus de 2000 réalisées dans le monde depuis 1945 n'a utilisé du plutonium de qualité réacteur, tout en reconnaissant que celui-ci « peut-être utilisé en principe pour réaliser un engin explosif mais [que] les difficultés pratiques sont considérables »⁴. Les critiques formulées depuis de nombreuses années ne disaient pas autre chose.

L'AIEA évalue à 8,5 kg la « quantité significative » de plutonium, c'est-à-dire la quantité approximative à partir de laquelle, en tenant compte des procédés de conversion, la réalisation d'une bombe ne peut pas être techniquement exclue. Le stock de plutonium entreposé sous forme de poudre d'oxyde à La Hague, qui serait le plus directement utilisable dans un tel but, atteint environ 50 tonnes, soit l'équivalent de près de 5 900 bombes...

La dimension des stocks et des flux de plutonium engendrés par le choix du retraitement et du MOX pose d'abord un problème direct de prolifération lié au risque de diversion. Le détournement d'un millième des quantités manipulées en une année par les usines de retraitement à La Hague et de fabrication de combustible MOX à Marcoule, fournirait à ses auteurs davantage que cette fameuse « quantité significative ». Les autorités ne fournissent aucun détail sur la précision des mesures de flux dans ces usines permettant de savoir si un tel détournement serait détecté ni dans quels délais. Différents précédents dans le monde et même en France, avec l'inventaire de l'ancienne usine de MOX de l'ATPu, à Cadarache, ont montré que les « quantités manquantes en comptabilité » (les écarts constatés dans la comptabilité des matières entrantes et sortantes) pouvaient atteindre cet ordre de grandeur. A chaque fois, l'explication fournie implique une erreur de comptabilité ou une accumulation technique non détectée dans une étape du procédé. Toutefois, interrogé au cours du débat public de 2005-2006, le Directeur du département chargé de cette surveillance au sein de l'IRSN a indiqué que si une perte réelle venait un jour à être détectée, cette information ne serait pas communiquée au public.

Au-delà de ce risque direct, l'accumulation de plutonium séparé « civil » est un exemple très négatif sur la scène internationale.

L'électricien national EDF, qui légitime une politique de retraitement pourtant contestée sur le plan technique et économique, porte dans le domaine de la prolifération une part importante de responsabilité.

EDF et la prolifération

L'opérateur national est sans doute aujourd'hui le principal producteur de plutonium séparé dans le monde, et se trouve à la tête d'un stock de 26 tonnes entreposées sous forme de poudre d'oxyde sur le site de La Hague, soit plus de 3 000 fois la « quantité significative » (celle qui permet de réaliser une bombe).

En occultant totalement cette dimension proliférante en France tout en promouvant l'extension du retraitement au niveau international, EDF et les autorités françaises envoient un signal extrêmement dangereux sur la scène internationale.

Tableau 1 - Évolution des stocks de plutonium entreposé en France (1996-2006)

État du stock (au 31 décembre de l'année)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
1. Plutonium séparé dans les usines de retrai- tement	43,6	48,4	52,0	55,0	53,7	51,1	48,7	48,6	50,7	49,8	48,6

3 - Hans Blix, alors Directeur de l'AIEA, dans une lettre du 1er novembre 1990 en réponse à Paul Leventhal, Président du Nuclear Control Institute.

4 - Réponse aux questions des experts indépendants dans le cadre du Groupe de travail sur l'accès à l'information, reproduite dans le rapport de restitution des travaux de ce groupe, op. cit.

2. Plutonium séparé en cours de fabrication / en produits semi-finis ^a	11,3	12,2	11,8	13,0	14,8	14,1	15,0	13,3	12,7	14,4	12,7
3. Plutonium contenu en combustible non irradié / produits fabriqués ^a	5,0	6,3	6,8	8,2	9,2	9,9	12,7	13,2	12,8	15,9	19,6
4. Plutonium séparé entreposé dans d'autres installations ^a	5,5	5,4	5,3	5,0	5,0	5,4	3,5	3,5	2,3	1,1	1,2
Total plutonium non irradié entreposé en France^c	65,4	72,3	75,9	81,2	82,7	80,5	79,9	78,6	78,5	81,2	82,1
(i) Dont appartenant à des organismes étrangers	30,0	33,6	35,6	37,7	38,5	33,5	32,0	30,5	29,7	30,3	29,7
(ii) Plutonium sous une des formes ci-dessus (1 à 4) à l'étranger	0,2	0,2	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
Total plutonium non irradié appartenant à la France^c	35,6	38,7	40,3	43,5	44,2	47,0	46,4	48,1	48,8	50,9	52,4
1. Plutonium en combustibles irradiés / sites des réacteurs ^b	65,0	66,7	74,9	80,0	82,6	89,4	91,6	94,1	96,4	99,1	94,6
2. Plutonium en combustibles irradiés / usines de retraitement ^b	88,0	88,8	83,4	79,2	81,3	83,3	89,8	96,5	101,8	105,9	110,9
3. Plutonium en combustibles irradiés / autres sites ^b	0,0	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	6,6
Total plutonium non irradié entreposé en France^c	153,0	158,8	158,8	159,8	164,4	173,2	181,9	191,1	198,7	205,5	212,1
Total plutonium entreposé (irradié et non irradié)^c	218,4	231,1	234,7	241,0	247,1	253,7	261,8	269,7	277,2	286,7	294,2

a. Les lignes 2 et 3 correspondent respectivement, pour l'essentiel, au plutonium contenu dans les usines de fabrication et dans les centrales (hors réacteurs) ; la ligne 4 inclut le plutonium séparé pour les besoins de recherche.

b. Les lignes 1, 2 et 3 correspondent respectivement au plutonium contenu dans les combustibles déchargés encore sur les sites des centrales, transférés en usine de retraitement, et entreposés dans des installations de recherche.

c. Totaux calculés par WISE-Paris, non exprimés dans les déclarations officielles.

Source : Années 1994-1995 – Secrétariat à l'industrie, 1997 ; années 1996-2006 – Déclarations à l'AIEA (InfCirc), 1997-2008

Les déchets : La fausse rationalité de la politique de gestion des déchets

« Le traitement-recyclage présente un autre intérêt essentiel, celui de faciliter la gestion des déchets radioactifs. Par rapport au stockage en l'état des combustibles usés (...), le traitement-recyclage permet de séparer les déchets radioactifs non réutilisables des autres constituants, ce qui permet de réduire d'un facteur 5 le volume des déchets ultimes issus des combustibles usés (déchets HA-VL, MA-VL et déchets FMA-VC générés lors de ces opérations). Autre avantage du traitement-recyclage, en récupérant et en recyclant l'uranium et le plutonium qui sont responsables d'une part importante de la radiotoxicité à long terme, la radiotoxicité des déchets est réduite d'un facteur 10. »

***Christian Bataille, Claude Birraux, Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation
des choix scientifiques et technologiques, avril 2007.***

La politique française de gestion des déchets nucléaires a évolué en lien étroit avec les options stratégiques relatives à la gestion des combustibles irradiés. L'accumulation de stocks de déchets radioactifs et de matières nucléaires, dont une bonne partie attend la mise en œuvre, ou même la conception d'une solution de gestion à long terme, ne fait pas ressortir d'avantage clair au choix du retraitement du point de vue de l'inventaire des déchets. Cependant, le recours systématique à des méthodes tendancieuses et à des hypothèses hyper-optimistes a forgé une image plus prometteuse, utilisée à son tour pour justifier la place du retraitement au cœur de la politique française à long terme.

Le retraitement a commencé dans le cadre du programme nucléaire militaire. Son extension en France à un grand programme civil a d'abord été justifiée par le besoin de produire du plutonium (séparé) pour alimenter le démarrage de la filière surgénératrice. Les économies de ressources en uranium étaient alors la clé de l'argumentation. Son impact sur la gestion des déchets nucléaires, quand il était mentionné, apparaissait comme secondaire. Et dès le départ, cet argument a été utilisé de façon douteuse.

Au moment où il poussait farouchement le lancement du programme surgénérateur, le CEA a élaboré une argumentation supplémentaire portant sur la gestion des déchets radioactifs. L'argument utilisé se basait sur le calcul du contenu radiologique des déchets à vie longue, et donc de la projection de l'évolution de leur radiotoxicité intrinsèque. Dans la mesure où certains isotopes du plutonium comptent parmi les plus radiotoxiques, en particulier ceux dont la durée de vie est la plus longue, le plutonium contribue le plus à la radioactivité agrégée des combustibles irradiés, si l'on raisonne sur une période suffisante (pour que la proportion de radionucléides à vie courte décline). Le CEA a de façon opportune opté pour une période 100 000 ans sur laquelle les 1 % de plutonium contenus dans les combustibles REP irradiés représenteraient 90 % ou plus de la radiotoxicité intrinsèque. Ainsi le retraitement des combustibles irradiés et la réutilisation à l'infini du plutonium réduiraient-ils de façon très significative les risques associés au stockage définitif des déchets nucléaires.

Mais cet argument n'approfondit pas le lien entre la radiotoxicité intrinsèque et le risque réel. Un des points importants est que tous les radionucléides ne se comporteraient pas de la même manière, en fonction aussi du type de stockage. On notera ainsi avec intérêt que le CEA toujours, a, au même moment, développé cette analyse dans des rapports soutenant une stratégie basée sur le stockage géologique. Ces rapports ont utilisé les découvertes faites sur le « réacteur naturel » retrouvé à Oklo, au Gabon, où une réaction en chaîne lente s'est entretenue de façon naturelle pendant des millions d'années dans un gisement d'uranium, produisant les mêmes radionucléides que ceux présents dans les combustibles irradiés, et permettant d'en mesurer la migration dans le gisement. Ils parvenaient à

la conclusion que l'uranium et le plutonium n'ayant pratiquement pas migré, le stockage des combustibles irradiés en couches géologiques profondes répondrait aux exigences de sûreté. Ce qui, en d'autres termes, signifiait que la radiotoxicité intrinsèque du plutonium ne posait pas de problème, s'il était confiné dans une structure suffisante de roche appropriée.

Mais plus précisément, la conclusion correcte aurait dû être que le stockage direct des combustibles irradiés réduirait le risque d'une exposition à la radiotoxicité intrinsèque du plutonium, si on le compare à une stratégie consistant à séparer et à faire circuler les matières les plus dangereuses. Si l'objectif principal de la gestion des combustibles irradiés était réellement de se protéger du plutonium, mieux vaudrait alors mettre en œuvre le stockage direct. À l'inverse, la stratégie dite de « traitement-recyclage » entraîne, du point de vue de la sûreté et de la sécurité, une augmentation de l'exposition de routine à ces matières (en particulier pour les travailleurs) ainsi qu'un potentiel supérieur d'exposition élevée pour une population plus importante.

De plus, les calculs selon lesquels le retraitement et la réutilisation du plutonium réduiraient la radiotoxicité d'un facteur 10 prennent comme hypothèse une réutilisation à l'infini du plutonium, ce qui, à la fois pour des raisons quantitatives et qualitatives, semble peu probable à l'heure actuelle. D'abord, les réacteurs français produisent plus de plutonium qu'ils ne pourraient en consommer. Ceci est vrai dans les conditions actuelles où 22 réacteurs de 900 MW sont autorisés à utiliser jusqu'à 30 % de combustible MOX (combustible mixte contenant jusqu'à 95 % d'uranium appauvri et moins de 10 % de plutonium séparé). Ce sont au total environ 1 100 tML (tonnes de métal lourd) de combustible irradié qui sont déchargées chaque année des réacteurs EDF, dont environ 1 000 tML de combustible uranium (UOX) et 100 tML de combustible MOX. Le combustible UOX irradié contenant environ 1 % de plutonium et le MOX irradié contenant toujours entre la moitié et les deux tiers de son contenu initial en plutonium, on chargerait globalement de l'ordre de 8 tonnes de plutonium (sous forme de combustible MOX frais) dans les réacteurs EDF, pour en décharger 15 tonnes (10 tonnes dans les combustibles UOX irradiés, et 5 tonnes dans les combustibles MOX irradiés). Dans la mesure où seuls 28 réacteurs peuvent techniquement être chargés en MOX, le bilan resterait négatif (c'est-à-dire que l'ensemble du parc continuerait à produire du plutonium) si l'utilisation du MOX était portée à son maximum technique.

De plus, et toujours dans les conditions actuelles, seul le combustible UOX est retraité afin de séparer le plutonium qui sera réutilisé dans le MOX. Seule une part de l'ordre de 80 % de l'UOX est retraitée, en vue de maintenir ce que l'industrie appelle l'équilibre des flux entre les quantités retraitées et les quantités réutilisées. Ce qui signifie qu'environ 20 % du combustible UOX, bien qu'il soit placé dans les piscines de combustible irradié à La Hague, officiellement en attente de « retraitement différé », n'est de fait pas retraité, mais placé en stockage intermédiaire. Enfin, en dehors d'essais sur de très faibles quantités, le MOX irradié n'est pas retraité et s'accumule, à l'instar de l'UOX non retraité, dans les piscines d'entreposage des combustibles irradiés de La Hague.

Finalement, l'industrie n'est jamais parvenue à un équilibre entre quantités séparées et quantités réutilisées. Depuis la première utilisation de MOX dans un de ses réacteurs en 1987, EDF n'a cessé de répéter que sa politique de gestion du plutonium reposait sur le principe fondamental de maintien d'un équilibre des flux. Depuis 1987, les stocks de plutonium de la France ont augmenté, passant de quasiment zéro à 53,4 tonnes à la fin 2006¹, dont 46 tonnes environ appartiennent à EDF, stockées sous différentes formes dans différents endroits. Ces stocks contiennent des matières entrant dans des processus de fabrication, mais aussi 26 tonnes de poudre de plutonium séparé en excès et entreposées à la Hague.

On observe le même phénomène d'accumulation avec l'uranium de retraitement (URT), pour lequel l'industrie ne prétend même pas essayer de maintenir un équilibre. Selon les derniers chiffres globaux publiés par Areva, il y avait 21 550 tonnes d'uranium de retraitement en France à la fin 2005 (dont 18 960 tonnes sous propriété française, y compris 6 720 tonnes appartenant à Areva mais en partie d'origine étrangère). Les quantités placées en entreposage sont considérées comme un « stock stratégique ». Par comparaison, toujours selon Areva, à la fin 2005 seulement 6 950 tonnes d'uranium de retraitement avaient été réutilisées en France ou renvoyées à des clients étrangers.

Les 2 200 tonnes d'uranium de retraitement réutilisées par EDF correspondent en fait à quelques centaines de tonnes de combustible contenant de l'uranium ré-enrichi (URE) chargées dans des réacteurs français². EDF a toujours limité l'utilisation de ce type de combustible à deux tranches d'une centrale (Cruas 3 et 4). Il semble que l'utilisation d'URE a été ralentie, voire arrêtée en 2005-2006. La différence entre la quantité d'uranium de retraitement déclarée comme « recyclée » et la quantité réellement utilisée dans les combustibles correspond à une part de 6/7^{ème} d'uranium de retraitement appauvri. Cet uranium appauvri n'est actuellement pas utilisé et reste entreposé en

1 - Chiffres déduits de la déclaration du gouvernement français à l'Agence internationale de l'énergie atomique 2007 concernant les stocks de plutonium civil. La France déclare un inventaire total de 82,1 tonnes de plutonium frais stockées sur son territoire, dont 29,7 t n'appartenant pas à la France.

2 - Fin 2005, un total de 420 tML de combustible URE avait été fabriqué en France, ce qui correspond au ré-enrichissement de 3 100 tonnes d'uranium de retraitement, pour EDF et des clients étrangers.

Russie où l'on procède au ré-enrichissement de l'uranium de retraitement français (le ré-enrichissement de l'URE dans les usines à diffusion gazeuse, comme l'usine française du Tricastin, pose plus de problèmes que dans les usines utilisant la centrifugation, comme les installations russes).

Au final, ces chiffres montrent que sortir les matières nucléaires (uranium et plutonium) de l'inventaire des déchets radioactifs par le recours à la stratégie du traitement-recyclage relève plus du mythe que de la réalité. En 2000, dans un rapport au Premier Ministre, Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus et René Pellat ont réalisé une évaluation remarquable de l'impact réel de cette stratégie, sur l'ensemble de la durée de vie des réacteurs à eau légère actuellement en service. Ils concluaient que même en retraitant l'ensemble des combustibles UOX irradiés français – soit en allant au-delà de la pratique actuelle – la quantité de plutonium restant à l'issue de la durée de vie des réacteurs actuels ne serait que de 23 % inférieure à celle d'une option sans retraitement.

Une comparaison entre les stocks existants et projetés de matières nucléaires sensées être réutilisées et les capacités réelles de réutilisation dans les réacteurs qui en sont actuellement capables, montre que cette réutilisation est pratiquement impossible (tableau 1). À l'inverse, on peut même prévoir que la poursuite de la stratégie actuelle d'équilibre séparation/ré-utilisation aboutira à un accroissement des stocks de matières séparées qui ne seront pas réutilisées au moment où l'ensemble des réacteurs actuels aura été arrêté. Autrement dit, on aura besoin d'un nouveau parc de réacteurs pour assurer la réutilisation promise, alors que cela n'est jamais discuté en ces termes et malgré les problèmes que cela engendrerait.

Tableau 1 : évolution et projection à l'horizon 2020 des matières « réutilisables » entreposées

Quantités stockées (tonnes de métal lourd)	1987	1997	2000	2010	2020
Combustible REP irradié (~1 % plutonium)	3 050	9 020	1 350	11 250	10 850
Combustible MOX irradié (4-6 % plutonium)	0	195	520	1 300	2 350
Combustible à uranium de retraitement ré-enrichi (1 % plutonium)	0	0	150	350	700
Uranium de retraitement	~ 7 500	~ 12 000	16 000	20 000	25 000
Plutonium séparé	2,5	38	48	~ 48	~ 48
Disponibilité des réacteurs (années)	25 à 35	15 à 25	10 à 20	2 à 12	0 à 2

Note : La disponibilité des réacteurs correspond au calcul du nombre d'années de fonctionnement restantes en moyenne pour les 28 réacteurs de 900 MWe où EDF pourrait théoriquement continuer à utiliser de l'uranium de retraitement ré-enrichi ou du MOX. Ces réacteurs ont été mis en service entre 1977 et 1987, avec une prévision de fonctionnement de 30 ans, récemment portée à 40 ans par l'exploitant. L'extension de la durée de vie doit cependant être autorisée au cas par cas par l'autorité de sûreté. Les valeurs basses et hautes correspondent respectivement à une durée de vie de 30 et de 40 ans.

Source : estimations WISE-Paris sur la base de CDP (2000), ANDRA (2006).

Ce biais affecte toute future comptabilité relative à la gestion des matières nucléaires. Ainsi par exemple, l'Andra a-t-elle présenté en 2005 une évaluation d'installation de stockage géologique sur la base de scénarios pour estimer l'inventaire global à prendre en compte. L'Andra arrivait ainsi à la conclusion que la superficie du stockage souterrain serait deux fois plus importante dans l'hypothèse d'un arrêt du retraitement en 2010, comparé au retraitement de l'ensemble du combustible déchargé des réacteurs actuellement en service. Mais en fait, la comparaison portait sur le stockage définitif de l'ensemble des matières nucléaires concernées d'une part, et le stockage définitif d'une faible part dans le second cas, dans la mesure où 200 à 300 tonnes de plutonium et 30 000 tonnes d'uranium de retraitement sont exclues des calculs car entreposées pour être gérées ultérieurement, sans que ne soit pris en compte à terme aucun déchet issus de leur future utilisation ou leur stockage.

C'est donc le mythe plus que la réalité qui modèle la politique française de gestion des déchets nucléaires. La différence entre déchets nucléaires et matières valorisables reste la clé de voûte de la loi de 2006 sur la gestion des déchets radioactifs qui faisait suite à 15 ans de recherche de solutions dans le cadre de la loi de 1991 et à un débat public national sur le sujet en 2005-2006. Cette loi codifie une approche spécifique, plus permissive, de la définition de déchets radioactifs, si on la compare à tout autre type de déchet dans le cadre de la législation environnementale³, en stipulant que « Les déchets radioactifs ultimes sont des déchets radioactifs qui ne peuvent plus être traités dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de leur part

3 - Selon les principes de la loi sur les déchets notamment, les matières issues de procédés industriels doivent être considérées comme des déchets sauf si et jusqu'à ce qu'elles soient effectivement soumises à un processus industriel de recyclage. Dans le cadre de la loi sur le nucléaire, il suffit qu'une matière puissent être potentiellement réutilisée à une date ultérieure non déterminée pour ne pas être classifiée comme déchets.

valorisable ou par réduction de leur caractère polluant ou dangereux. »

Cette approche place, bien sûr, le retraitement au cœur d'une politique de gestion de déchets radioactifs soutenable. Ainsi la loi de 2006 pose-t-elle comme principe que « La réduction de la quantité et de la nocivité des déchets radioactifs est recherchée notamment par le traitement ou le conditionnement des combustibles usés et des déchets radioactifs. » Une fois encore, les indicateurs nécessaires à la définition et à l'évaluation précise de cette « réduction » ne sont pas discutés, ni même explicités.

Un point rarement discuté lorsque qu'il s'agit de « réduction » est l'éventail et la taille de l'inventaire concerné. On a défini en France six catégories de déchets en fonction de l'intensité de la radioactivité et de la durée de vie des radioéléments (durée de vie longue, courte et très courte / haute, moyenne, faible et très faible activité). Au regard des catégories qui en découlent, la soi-disant « fermeture du cycle du combustible », schématisée par Areva en un flux circulaire, est censée simplifier le problème en réduisant les quantités de déchets haute-activité à vie longue aux seuls matériaux non réutilisables contenus dans le combustible irradié.

Un examen plus complet de l'impact de l'option retraitement sur la gestion des déchets radioactifs montre qu'elle accroît sans équivoque le niveau de complexité, comme le montre la figure 1. Dans le cas du stockage direct, il y a en gros un seul type de déchets de haute activité, les assemblages de combustible irradié, et un type de déchets de moyenne activité, les cuves et les structures internes du cœur irradiées. Il y a aussi de volumes importants de déchets de faible ou très faible activité à vie longue, constitués des déchets des mines d'uranium et d'uranium appauvri. Dans le cas du retraitement, il y a au contraire de nombreux flux de déchets à gérer.

Il y a tout d'abord les déchets provenant du retraitement lui-même : les déchets de haute activité, vitrifiés, contenant les actinides mineurs et les produits de fission ; les déchets de structure de moyenne activité – comme les coques et embouts des assemblages ; et les déchets de procédés de moyenne activité – en particulier les boues provenant du traitement des effluents liquides. En 2006, dans son inventaire national à fin 2004, l'Andra ne répertoriait pas moins de 38 catégories de déchets liées au retraitement. Ces déchets se trouvent sur différents sites, y compris les usines de retraitement de Marcoule (désormais arrêtées) et de La Hague, en bonne partie pas ou mal conditionnés, et les centres de stockage des déchets de faible et moyenne activité de la Manche (CSM, fermés) ou de l'Aube (CSA, toujours en exploitation.). Contrairement au stockage direct, l'uranium résiduel (environ 95 % de la quantité initiale d'uranium faiblement enrichi) et le plutonium (1 %) présents dans le combustible irradié sont séparés pour être réutilisés. Leur utilisation produit de nouvelles matières irradiées et de nouveaux flux de déchets : du MOX irradié et des rebuts de MOX issus des activités de fabrication du combustible, des combustibles à uranium de retraitement ré-enrichi irradiés et uranium de retraitement appauvri provenant du ré-enrichissement. Enfin, chacun des procédés industriels finit par engendrer des déchets de procédés et de démantèlement – en particulier des déchets de moyenne activité provenant des installations de retraitement.

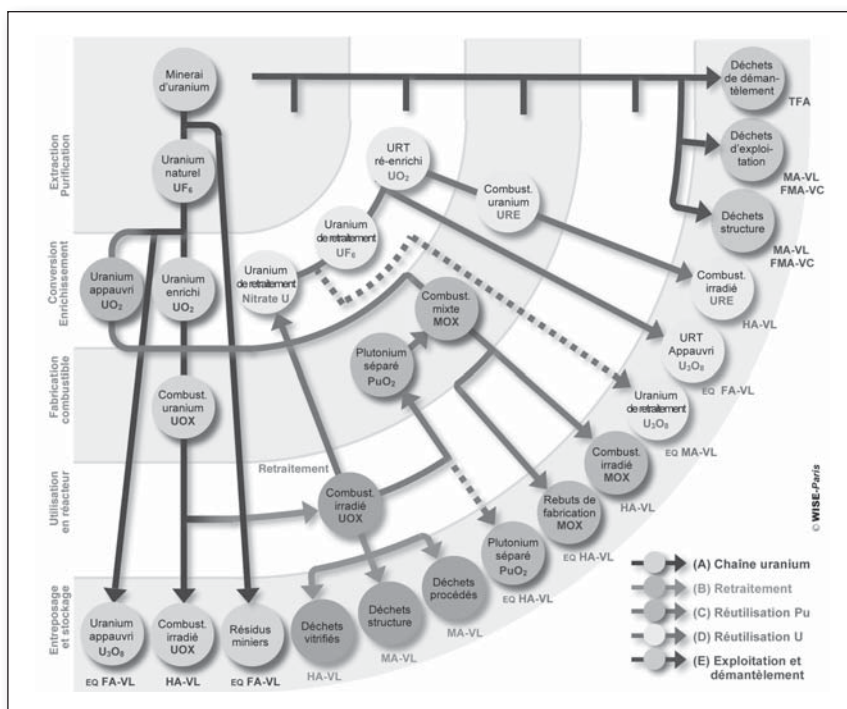


Figure 1. Déchets et matières produits par la chaîne du combustible

Cette complexité est complètement laissée de côté dans l'argumentation de l'industrie, qui se base sur les affirmations d'Areva selon lesquelles « le traitement-conditionnement réduit considérablement le volume de déchets ultimes à stocker dans un site de stockage géologique ». Selon Areva, le retraitement produirait 0,5 m³ de résidus de moyenne et haute activité par tonne de métal lourd (TML, c'est-à-dire d'uranium) de combustible UOX (oxyde d'uranium) contre plus de 2 m³/TML en cas de stockage géologique direct des combustibles irradiés. Au cours du débat national français sur la gestion des déchets à vie longue, EDF a expliqué que le retraitement était un « procédé qui réduit d'un facteur dix le volume de déchets de haute activité à vie longue » par rapport au stockage direct des combustibles REP.

Ce « facteur de réduction » est devenu un élément crucial de la justification de la poursuite du retraitement. Mais il est trompeur à plus d'un titre.

- il ignore le facteur de la complexité, et ne prend pas en compte les déchets provenant d'une gestion ultérieure du plutonium et de l'uranium séparés des déchets vitrifiés, comparé au stockage direct de l'ensemble des matières sous forme de combustible irradié ;
- il ne tient pas compte de l'accroissement des volumes de déchets entrant dans les catégories de plus faible activité, en particulier les importants volumes supplémentaires de déchets de procédés et de démantèlement provenant des installations de retraitement et de fabrication de combustible MOX ;
- il est basé sur les technologies actuelles de retraitement, y compris les évolutions les plus récentes en termes d'amélioration des techniques de compaction des déchets, voire même des procédés à l'état de projet, et ne tient pas compte de l'impact des méthodes de retraitement plus anciennes. Jusqu'à la fin 2004, le retraitement a produit en moyenne 1 m³ de déchets de haute activité et déchets de moyenne activité à vie longue par tonne de combustible retraité – soit deux à trois fois les chiffres avancés par AREVA et EDF ;
- il ne tient pas compte du conditionnement ou plus précisément, il compare le volume des combustibles irradiés avec leur emballage (7,5 fois plus volumineux que sans emballage) aux déchets du retraitement avec leur conditionnement primaire avant emballage final (soit de 2,4 à 4 fois moins volumineux qu'avec l'emballage final) ;
- il ne prend pas en compte le facteur chaleur, qui joue un rôle capital en termes de besoin de volume de stockage (plus les déchets sont chauds, plus il y a besoin d'espace autour du colis pour son refroidissement). Les colis de déchets vitrifiés ont un dégagement thermique du même ordre que celui des assemblages d'UOX irradiés, et l'espace nécessaire à leur refroidissement peut être aussi important, même si le volume de leur emballage est plus faible. C'est le MOX irradié qui est le plus problématique, avec un dégagement thermique plus important, et donc un besoin de place au niveau du stockage plus important, ou une période d'entreposage plus longue (par exemple 150 ans au lieu de 50).

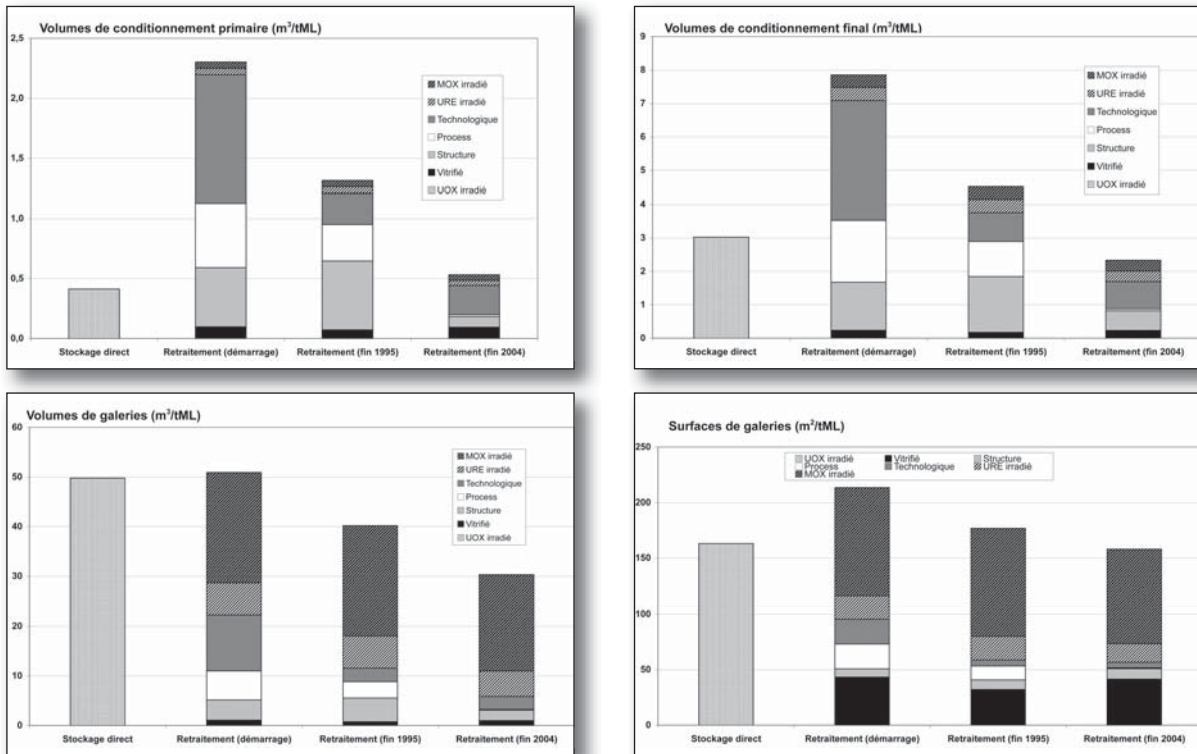
La figure 2 illustre l'impact de ces différents facteurs sur les calculs. WISE-Paris a comparé les besoins en termes de stockage géologique d'une tonne de combustible UOX irradié à ceux des déchets de haute activité et des déchets de moyenne activité à vie longue provenant d'une tonne de combustible dans l'option retraitement (soit une partie de combustible UOX avant retraitement, et une plus faible partie de combustible MOX et de combustible à l'uranium ré-enrichi URE provenant des matières séparées par ce retraitement)⁴. Les résultats sont représentés en fonction de l'évolution des techniques de retraitement (mise en service des installations, fonctionnement en 1995, fonctionnement en 2004), exprimés en termes de volumes de déchets primaires, emballage final, volume et surface des galeries. La figure 3 montre l'évolution possible des ratios en utilisant des hypothèses moins systématiquement favorables au retraitement.⁵

Les volumes de conditionnement primaire sont plus importants pour l'option retraitement dans tous les cas. Les volumes d'emballage final étaient de l'ordre de 2,5 fois plus importants au début de retraitement, comparé au stockage direct, et ce n'est qu'avec les technologies récentes de compaction de La Hague que l'on peut obtenir une réduction de l'ordre de 20 % par rapport au stockage direct. Les estimations relatives au volume ou à la surface de stockage, bien que plus incertaines, sont favorables au retraitement, mais ne font pas ressortir d'avantage clair. Des hypothèses alternatives vont même jusqu'à renverser les résultats et favoriser le stockage direct.

4 - La part d'UOX, MOX et URE dans une tonne (base de comparaison « énergétiquement équivalente » avec le stockage direct d'une tonne d'UOX) dépendent du taux de réincorporation du plutonium et de l'uranium issus de l'UOX irradiés dans les combustibles MOX et URE). Le combustible UOX est donc supposé retraité, et l'on calcule les volumes de déchets correspondants. Les combustibles MOX et URE sont supposés non retraités et stockés en l'état.

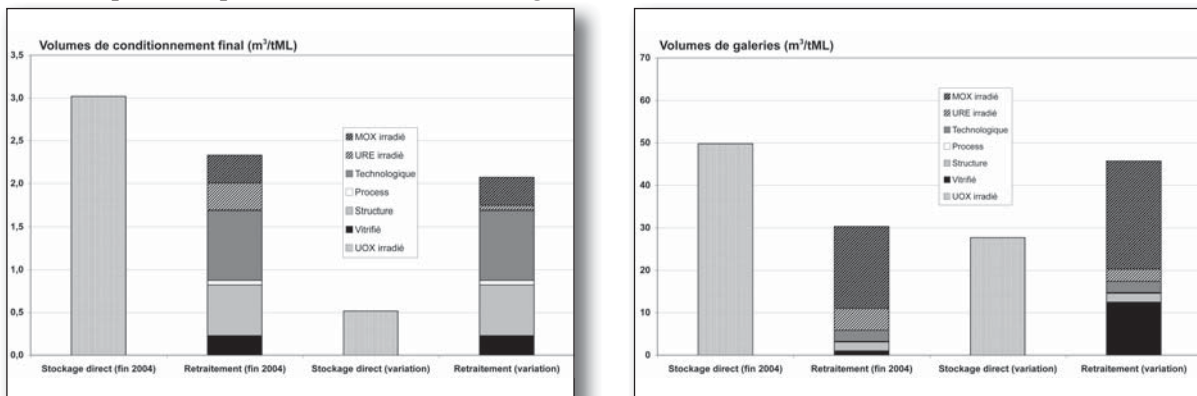
5 - Les hypothèses alternatives comprennent : l'utilisation d'un conditionnement plus dense pour le combustible usé, comme il est prévu en Allemagne par exemple ; le besoin d'une barrière ouvragée pour les galeries de déchets vitrifiés, non prévu dans le concept de référence de l'Andra qui n'en envisage que pour les combustibles usés ; et l'application au MOX irradié des mêmes délais d'entreposage que pour l'UOX.

Figure 2. Comparaison des volumes de déchet, des volumes de galeries et d'emprise au sol des sites de stockage pour les options stockage direct et retraitement



Source : estimations WISE-Paris basées sur ANDRA (2005) ; IRSN (2006).

Figure 3. Analyse de sensibilité pour le calcul des volumes de déchet et de galerie pour le stockage géologique pour les options retraitement et stockage direct



Source : estimations WISE-Paris basées sur ANDRA (2005) ; GRS (2005), et IRSN (2006).

Finalement, les allégations sur lesquelles se fonde la place du retraitement dans la politique française de gestion des déchets radioactifs, passée et présente, apparaissent pour le moins incertaines, et sujettes à controverse. Non seulement les bénéfices ne sont pas clairs au regard des indicateurs retenus de radiotoxicité intrinsèque et de volumes de déchets, mais en plus, les indicateurs eux-mêmes pourraient s'avérer ne pas être les plus pertinents pour caractériser une politique de gestion des déchets soutenable.

En termes de risques pour la population et l'environnement, les efforts soi-disant motivés par la nécessité de réduire la radiotoxicité intrinsèque pour le stockage définitif accroissent en réalité le danger. Ils créent des situations d'exposition réelles ou potentielles plus nombreuses, y compris des expositions aux matières concernées les plus radiotoxiques. Ces situations comprennent toute la palette des événements affectant la sûreté ou la sécurité qui pourraient mettre en jeu les produits spécifiquement générés par le choix de l'option retraitement, les installations spécifiques pour la fabrication et le stockage associés, les transports spécifiques entre ces installations. Elles comprennent aussi l'exposition « normale » due à des opérations de routine, comme les rejets radioactifs

des installations de retraitement de La Hague. Avec des autorisations de rejet atteignant jusqu'à 1 000 fois les niveaux de ceux s'appliquant à la centrale voisine de Flamanville, les rejets de La Hague atteignent des quantités équivalentes à un accident comme celui de Kyshtim tous les ans, et qui ne seraient pas autorisés pour un centre de stockage définitif.⁶

En termes de complexité industrielle et de coûts, se focaliser sur les volumes primaires est source d'illusions. Non seulement l'objectif de réduction de ces volumes n'est pas atteint, mais de plus il s'accompagne de quantités supplémentaires de toute une gamme de types de déchets nucléaires différents, avec comme corollaire l'augmentation du volume global de déchets à gérer et la multiplication de la palette des problèmes techniques à résoudre. Certains déchets spécifiques nécessitant une gestion à long terme font toujours l'objet d'une recherche restant sans solution. Cela concerne par exemple 175 m³ de déchets conditionnés provenant de la vitrification d'une solution liquide hautement radioactive issue du retraitement de combustible irradié uranium-molybdène dans les années soixante, ou 40 000 containers qui proviendront du conditionnement de boues bitumées de La Hague.

Enfin, en termes de choix démocratique, la promotion active du retraitement fait de celui-ci la base pour laisser l'ensemble des options aussi ouvertes que possibles tant que n'ont pas eu lieu une évaluation complète et un processus de décision. La vitrification des actinides mineurs et des produits de fission une fois séparés de l'uranium et du plutonium va à l'encontre des affirmations selon lesquelles leur séparation et leur transmutation pourraient permettre d'en réduire l'inventaire dans le futur. De même, laisser le plutonium et l'uranium dans les combustibles pour un stockage intermédiaire laisserait entière les possibilités de les récupérer pour les réutiliser au cas où l'on déciderait ultérieurement de construire de nouveaux réacteurs capables de les utiliser, au lieu de forcer la construction de tels réacteurs en les présentant comme une manière d'éliminer les matières préalablement séparées. L'illusion d'un retraitement-recyclage qui réduirait amplement le problème de gestion des déchets a joué un rôle fondamental pour faire avancer les décisions concernant un site de stockage géologique pour les déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue.

Alors que la loi de 2006 tend à fermer les options, le débat public de 2005-2006 a souligné la nécessité d'une analyse plus complète de l'impact du retraitement sur la gestion des déchets comparé à d'autres options – analyse qui reste à faire. En parallèle, l'inventaire des déchets radioactifs s'accroît en taille et en complexité, et la plupart des décisions définitives concernant la mise en place sérieuse de solutions à long terme pour la gestion des déchets nucléaires français n'ont pas encore été prises.

6 - Il est intéressant de noter que lorsque la France a décidé d'arrêter l'immersion des déchets radioactifs dans l'Atlantique, à la fin de l'année 1969, les rejets liquides cumulés (hors tritium) de La Hague depuis sa mise en service en 1966 s'élevaient déjà à 340 TBq, soit près de la quantité totale de déchets, évaluée à 353 TBq, immergés par la France. Plus récemment, les rejets en mer La Hague sur 10 ans (1996-2005) s'élevaient à 338 TBq (hors tritium).

GROS PLAN

Les déchets à vie longue : un problème qui reste à résoudre

Dans le cadre de la loi de 2006 sur la gestion des déchets nucléaires, on distingue six catégories de déchets, en fonction de critères relatifs à la durée de vie et à l'intensité de la radioactivité. Le tableau 1 présente ces catégories et leur mode de gestion actuel. Les déchets à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) sont stockés dans un site dédié en surface. Mais il n'y a pas encore de décision concernant la gestion à long terme des déchets de haute activité et des déchets de moyenne activité à vie longue, dont la plupart proviennent du retraitement des combustibles irradiés. Selon l'article 3 de la loi du 28 juin 2006, la recherche sur la gestion de ces déchets doit se poursuivre dans le cadre de trois programmes "complémentaires", ayant chacun ses propres échéances.

- Séparation poussée et transmutation des radionucléides à vie longue. La stratégie doit être arrêtée en 2012, et un réacteur prototype doit être en service à l'horizon 2020 ; la France, en tant que participant au Forum Génération IV, se concentre sur les surgénérateurs refroidis au sodium liquide (filiale à laquelle appartenait Superphénix) et dans une moindre mesure sur les surgénérateurs refroidis au gaz ;
- Stockage intermédiaire. Les sites existants doivent être agrandis ou de nouveaux sites créés, pour répondre aux besoins estimés ;
- Stockage géologique. La procédure d'autorisation doit commencer d'ici 2015, pour la mise en service d'un site à l'horizon 2025. Les recherches sont menées dans le laboratoire de Bures, et le site final doit être trouvé dans une zone géographique intéressante dans ses environs. La loi de 1991 sur la recherche sur la gestion des déchets radioactifs prévoyait la création d'un second laboratoire, mais son implantation a été rendue impossible par l'opposition des populations sur l'ensemble des sites potentiels.

De plus, un plan pour la gestion à long terme de l'héritage des mines d'uranium (sites miniers et gestion des résidus) devrait être présenté avant la fin 2008. Par ailleurs, l'exploitation d'un site accueillant les déchets de faible activité à vie longue, parmi lesquels les résidus de graphite issus de la première génération de réacteurs français devrait être opérationnel en 2013. Cependant, à l'ouverture de la procédure de sélection de sites potentiels (par appel à candidature auprès des municipalités dans les zones potentiellement favorable) en juin 2008, l'Andra faisait savoir que le site ne pourrait commencer à fonctionner avant 2018. Et ceci sans prendre en compte les doutes émis par la CNE, dans un rapport publié en juillet 2008, sur la faisabilité de la démonstration de sûreté pour les déchets de graphite.

Table 1. Catégories de déchets radioactifs en France, et état actuel de leur gestion

		VL - Vie longue	VC – Vie courte	Vie très courte
	Période Activité	> 30 ans	≤ 30 ans > 100 jours	≤ 100 jours
HA <i>Haute activité</i>	> 10 ⁸ Bq/g	A l'étude Art. 3 de la loi du 28 juin 2006 1 laboratoire souterrain : Bures		Gestion par décroissance radioactive
MA <i>Moyenne activité</i>	≤ 10 ⁸ Bq/g > 10 ⁵ Bq/g	A l'étude Art. 3 de la loi du 28 juin 2006	Stockage en surface ^(a) 1 centre fermé : Centre de stockage Manche (CSM)	
FA <i>Faible activité</i>	≤ 10 ⁵ Bq/g > 10 ² Bq/g	Étude d'un site dédié en subsurface	1 centre en exploitation : Centre de stockage de l'Aube (CSA)	
TFA <i>Très faible activité</i>	≤ 10 ² Bq/g	Site dédié de stockage en surface 1 site in exploitation : Morvilliers Recyclage limité pour certaines catégories		

Notes : (a) À l'exception de déchets spécifiques, contaminés au tritium par exemple, pour lesquels une gestion spécifique est toujours à l'étude.

GROS PLAN

L'accumulation des matières nucléaires et déchets radioactifs en France

Le programme nucléaire français a produit de grandes quantités de matières nucléaires et de déchets radioactifs. Des solutions définitives n'existent que pour certaines catégories dont l'inventaire radioactif est le moins élevé et/ou la durée de vie plus courte, même si l'on rencontre également des problèmes avec ces déchets-là. Le Centre de Stockage de la Manche (CSM), premier site de stockage pour les déchets de faible et moyenne activité à vie courte, qui a fonctionné de 1969 à 1994, avant que le Centre de Stockage de l'Aube (CSA) ne prenne la relève, a été placé sous surveillance pour une période de 300 ans, bien supérieure à la phase initialement prévue, en raison d'incertitudes quand à la sûreté de sa conception, la spécification et l'état de certains déchets qui s'y trouvent. Par ailleurs, certains déchets de faible activité qui devraient se trouver au CSA sont toujours entreposés ailleurs, en raison d'un mauvais conditionnement, ou d'un conditionnement insuffisant.

L'édition 2006 de l'inventaire national des déchets radioactifs et des matières valorisables de l'Andra fait un état des lieux des déchets nucléaires en France à la fin 2004. L'inventaire présente les volumes de déchets sur la base de leur conditionnement final, réel ou prévu (pour les déchets pas encore produits, ou ceux dont le conditionnement est encore insuffisant)¹. Au total, ce sont près de 890,000 m³ de déchets radioactifs (en conditionnement final primaire) qui ont été produits. Près de 40 %, ou 344,600 m³, sont liés au traitement. Mais ceci ne prend pas en compte des déchets provenant de Marcoule, immergés en 1967 et 1969 et dont l'équivalent en volume final est estimé à 12,000 m³ ou plus.

Environ 64 % du volume de déchets est en stockage définitif, 5 % est entreposé avec un conditionnement primaire, et 31 % avec un conditionnement insuffisant, ou inexistant (voir Figure 1). Bien qu'il existe des solutions pour le stockage des déchets de faible et moyenne activité, qui représentent 85 % du total, près de 25 % sont toujours entreposés sur le site des installations de retraitement, avec un conditionnement insuffisant. Environ 12,6 % de l'inventaire total est toujours entreposé à La Hague, et 21,9 % à Marcoule. Près 25 % du volume des déchets produits à La Hague sont toujours sur le site, 66 % avec un conditionnement non adapté. Près de 50 % du volume des déchets produits à Marcoule sont toujours sur le site, dont 4 % seulement ont été conditionnés de façon appropriée.

Cet inventaire des matières déjà répertoriées comme déchets ne contient aucune "matière valorisable" actuellement stockée, dont le volume est voué à une croissance continue. Sont aussi entreposés à La Hague des combustibles irradiés (uranium faiblement enrichi, uranium du retraitement ré-enrichi et MOX), du plutonium séparé, de l'uranium de retraitement, et des rebuts de MOX. Les deux cœurs de Superphénix, l'un irradié, l'autre frais, toujours sur le site du réacteur, ne sont pas non plus pris en compte dans ces chiffres.

Enfin, l'inventaire contient d'importants volumes de déchets de faible ou très faible activité à vie longue, hérités de l'exploitation de l'uranium sur le territoire français, qui a duré de 1949 à 2001. Avec une production totale de 76000 tonnes d'uranium, cette industrie a accumulé quelques 50 millions de tonnes de résidus de traitement répartis dans 17 sites, et environ 166 millions de tonnes de stériles miniers.

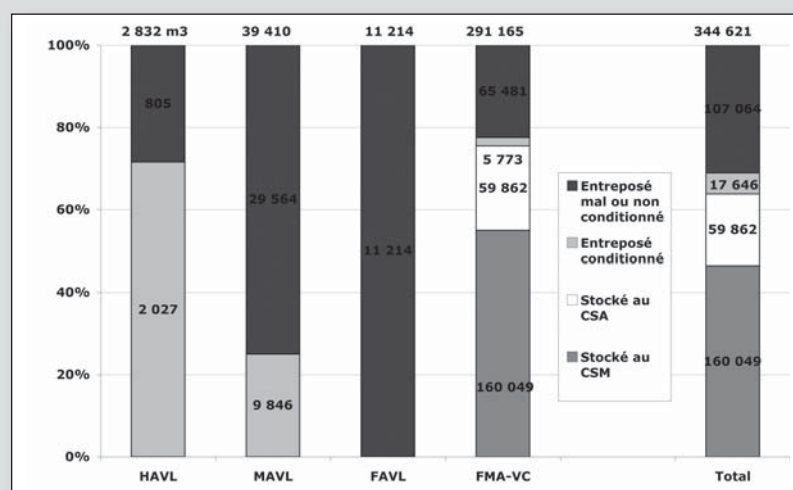


Figure 1. Part de différentes catégories de déchets du retraitement en France, conditionnés, non conditionnés, entreposés ou en stockage définitif (en m³, au 31 décembre 2004). Source : WISE-Paris sur la base de ANDRA (2006).

¹ - Il subsiste à ce sujet une certaine incertitude, dans la mesure où certaines techniques de conditionnement concernées restent encore à développer. De plus, la distribution dans les catégories se fonde sur l'hypothèse discutable de l'industrie qu'une grande proportion des déchets qui doivent encore être conditionnés pourront se qualifier comme déchets de faible et moyenne activité à vie courte, et non comme déchets de moyenne activité à vie longue.

GROS PLAN

En marge des déchets, le problème du démantèlement

L'héritage de l'activité nucléaire n'est pas constitué que de déchets : il concerne également la gestion des installations et de leurs sites au terme de leur exploitation. Cette activité ne concerne pour l'instant qu'un nombre relativement limité d'installations, toutes anciennes et très différentes. La réalisation de ces différents démantèlements est conçue par l'industrie nucléaire comme la préparation de la phase majeure du démantèlement qui se présentera lorsqu'il s'agira de démanteler les énormes usines actuellement en exploitation, telles que UP2 et UP3 à La Hague (retraitement) et Eurodif à Tricastin (enrichissement), et surtout l'ensemble des 58 réacteurs d'EDF aujourd'hui en exploitation.

Les difficultés rencontrées sur les démantèlements effectués ou en cours n'incitent pas à l'optimisme. Il n'existe pas d'exemple de démantèlement achevé au stade, théoriquement visé par toute opération de ce type, du « retour à l'herbe », c'est-à-dire la disparition de toute trace de l'installation et le retour du terrain concerné à un usage libre. Les démantèlements les plus aboutis concernent des installations vidées, assainies et transformées en lieux de visite ou témoins de l'histoire de l'industrie nucléaire, tels le bâtiment de la première pile atomique française Zoé, à Fontenay-aux-Roses ou celui du réacteur « Boule » de Chinon A1, réacteur de 70 MWe démarré en 1963, transformé en musée en 1986. Mais ces exemples sont des exceptions.

En ce qui concerne les réacteurs, les réalisations concernent essentiellement les réacteurs de la filière uranium naturel-graphite-gaz, dont le chantier « tête de série » est celui de Bugey-1. Son démantèlement partiel est achevé, ainsi que celui des réacteurs UNGG de Marcoule et de Chinon ; il est en voie d'achèvement à Saint-Laurent. Ces réacteurs ont dans ce cadre été transformés en installations d'entreposage de leur propres déchets. Le traitement des déchets aciers et surtout graphite s'est effectué pour les réacteurs du CEA à Marcoule dans un four de fusion spécialement implanté pour l'occasion. Cette solution n'a pas pu être généralisée. La poursuite du démantèlement des réacteurs UNGG d'EDF, avec l'ouverture des caissons des réacteurs, se heurte en fait aujourd'hui à l'absence de filière de gestion pour les déchets graphites, pour lesquels un stockage définitif reste à mettre en place dans le cadre de la loi de 2006.

Le démantèlement du réacteur de Brennilis, prototype industriel de réacteur à eau lourde mis en service en 1963 et arrêté en 1985, devait être un modèle du genre. L'industrie en avait fait une vitrine du passage d'une phase « recherche et développement » sur les premiers chantiers de déconstruction à une phase « industrielle » du démantèlement démontrant un processus techniquement, économiquement et réglementairement maîtrisé. Le chantier a au contraire accumulé les difficultés. La première phase, consistant à vider l'installation de l'ensemble des matières radioactives accessibles, a commencé après autorisation en décembre 1994. Les premières opérations de démolition ont dû être stoppées, et le processus revu, suite à la découverte que la dureté du béton était plus forte que prévu. Le chantier a ensuite été interrompu par l'autorité de sûreté nucléaire pour une révision complète du zonage fixant l'affectation des déchets issus de différentes parties du bâtiment (déchets très faiblement radioactifs, faiblement radioactifs, etc.). Les inspections ont régulièrement pointé des problèmes de spécification, des non conformités, la présence de déchets fortement corrodés et même, en 2004-2005, une « incohérence totale » dans les données présentées par l'exploitant, EDF, sur la comptabilité des déchets. Les développements récents de ce dossier illustrent également l'aléa réglementaire auquel s'expose un démantèlement mal maîtrisé... Fin 2007, le Conseil d'État a en effet annulé le décret d'autorisation de la mise à l'arrêt définitif du réacteur (décret du 9 février 2006), incluant l'ensemble des dispositions relatives à son démantèlement, au motif d'une insuffisance de l'étude d'impact.

Le démantèlement est d'autant plus complexe que l'obligation d'inclure à la conception une démonstration de la sûreté du démantèlement, aujourd'hui requise pour l'autorisation d'une installation nucléaire de base (INB), n'existait pas lorsque la plupart des installations existantes ont été construites. L'exemple de Superphénix illustre cette difficulté. C'est lorsque la décision d'arrêter définitivement le réacteur a finalement été prise en 1997, après de nombreuses années de problèmes techniques et juridiques, qu'est apparu le fait que les conditions techniques de son démantèlement n'avaient pas été prévues, ou pas suffisamment, lors de sa conception. Ce démantèlement accumule aujourd'hui les difficultés techniques. Il a d'abord fallu réaliser des crayons inertes pour remplacer un par un les crayons combustibles extraits du cœur, afin d'en préserver la géométrie pour éviter la menace d'un effondrement. Mais l'étape la plus délicate se joue aujourd'hui avec la vidange des 4000 tonnes de sodium liquide environ contenus dans le circuit de refroidissement et des 1500 tonnes des réservoirs de réserve. Hautement inflammable et explosif, respectivement au contact de l'air et de l'eau, ce produit est « neutralisé » par un procédé mis au point par le CEA sensé permettre, sur deux lignes de traitement, la vidange de 5 tonnes par jour. Ce rythme ne semble pas atteint aujourd'hui. La vidange des 100 kg du prototype de

surgénérateur Rapsodie, dans le cadre de son démantèlement, a donné lieu à une explosion qui a soulevé une dalle béton de plusieurs dizaines de tonnes et provoqué la mort d'un opérateur. La suite du démantèlement, qui consistera essentiellement dans la déconstruction du bâtiment réacteur, reste à venir. La fin programmée des travaux est pour l'instant envisagée en 2027.

Hormis le difficile démantèlement d'installations de statut mixte entre recherche-développement et fonction industrielle du CEA, pour la plupart anciennes, la France compte peu d'expériences de démantèlements d'usines de la chaîne du combustible. Le seul exemple de grande ampleur est celui de la première usine de retraitement du combustible, UP1 à Marcoule, qui a servi au programme militaire mais aussi à EDF. Un Groupement d'intérêt économique (GIE), Codem, réunissant le CEA, EDF et la Cogema (aujourd'hui Areva) a été constitué en 1996 pour assurer la maîtrise d'ouvrage du programme d'assainissement et de démantèlement de l'usine. Peu d'information existe sur le déroulement des travaux dans une installation qui conserve son statut d'installation secrète, mais les difficultés techniques de reprise des déchets et de décontamination semblent importantes. La fin du démantèlement n'est pas envisagée avant 2040.

L'ensemble de ces opérations pose bien sûr une question de coût. Toutes ont en commun une augmentation systématique des coûts prévisionnels à mesure que le démarrage du chantier approche, et des coûts réels par rapport aux coûts prévisionnels une fois le chantier démarré. La Cour des Comptes a évalué en 2006 à 482 millions d'euros le coût du démantèlement de Brennilis, soit 20 fois plus que ce qu'avaient prévu dans les années soixante les promoteurs de ce réacteur. La même Cour a évalué en 2003 le démantèlement et la gestion des déchets de Superphénix à 2,081 milliards d'euros. Le démantèlement d'UP1 avait déjà coûté 1 milliard d'euros fin 2004, sur un total estimé en 2003 à 6 milliards d'euros.

Au total, la Cour des Comptes a estimé fin 2004 à 65 milliards d'euros (non actualisés) les charges à long terme liées au démantèlement pour les trois principaux opérateurs EDF, le CEA et Areva. De nombreuses incertitudes demeurent toutefois sur le coût des démantèlements en cours et a fortiori des démantèlements futurs, et la France ne s'est engagée qu'en 2006, dans le cadre de la loi sur la gestion des déchets radioactifs, dans la création d'un dispositif spécifique destiné à constituer et sécuriser les provisions nécessaires à ce financement. Une part de l'incertitude sur les coûts réside même, plus fondamentalement, dans l'incertitude sur la stratégie industrielle du démantèlement : plusieurs facteurs jouent un rôle majeur, tels que le délai du démantèlement (immédiat ou différé), l'existence ou non de seuils d'exemption pour les déchets très faiblement radioactifs que le démantèlement produit en grandes quantités (gravats, ferrailles...) et le niveau de « retour à la normale » visé. L'ASN a procédé au premier semestre à une consultation sur un document cadre fixant les grandes orientations de la sûreté du démantèlement – document qui n'existe pas à ce jour dans l'ensemble des textes réglementaires. Alors que le démantèlement prend une importance croissante, entre les difficultés rencontrées sur les chantiers en cours et l'arrêt programmé de nouvelles installations, la doctrine française en la matière n'est pas encore fixée, et les difficultés ne font peut-être que commencer.

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^{ème} 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.

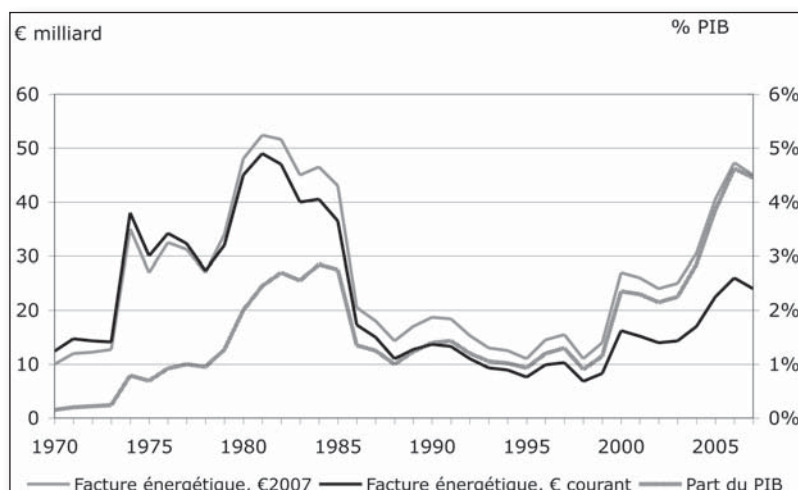
L'augmentation continue de la consommation pétrolière entraînée par le secteur des transports a amené la dépendance de la France vis-à-vis du pétrole à un niveau record de 48 % de la consommation d'énergie finale en 2007. L'insuffisance de l'énergie nucléaire face à cette dépendance croissante par rapport 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 2008¹. 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'euros².

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>)

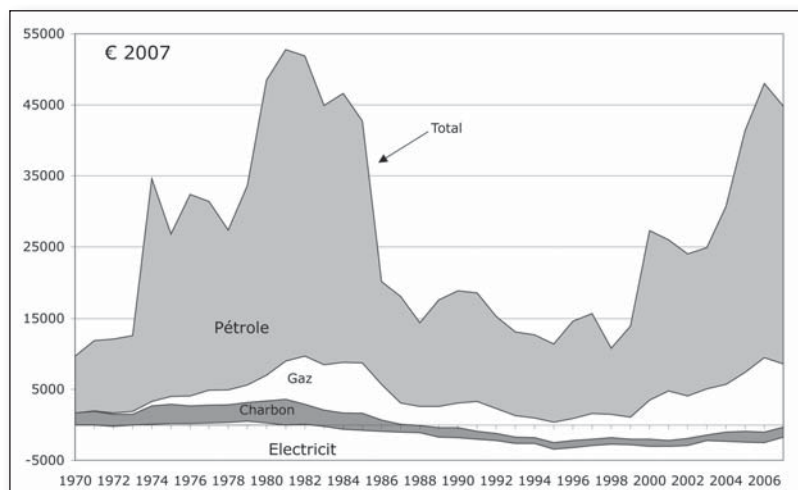


Graphique 1. La facture énergétique de la France et sa part dans le PIB, 1970-2007 [source : DGEMP, 2008]

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)³.

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

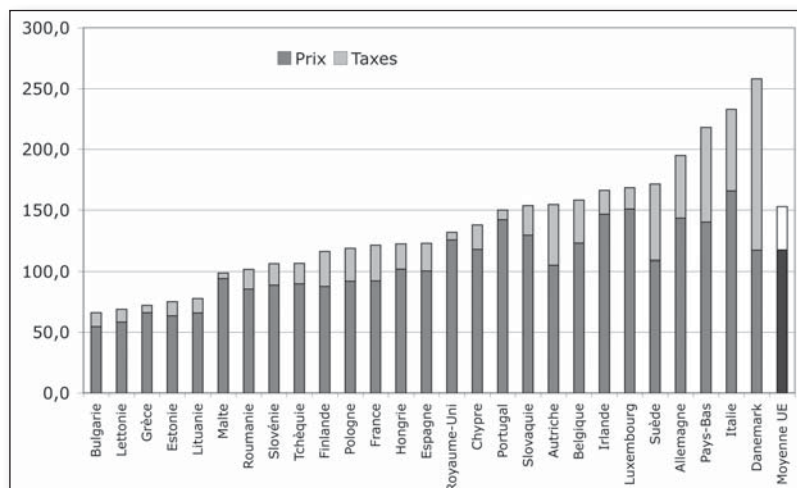
Au-delà des problèmes de sécurité énergétique, le choix de l'énergie nucléaire s'est fait en fonction de sa prétendue compétitivité. Les estimations gouvernementales ont régulièrement soutenu que les centrales nucléaires étaient l'option concrètement la moins chère pour la production de l'électricité 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 déréglementée 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 déréglementé, sur 14 pays dont 10 Européens. Cette étude note par ailleurs que « tous les pays européens ont signalé que leurs marchés de l'énergie connaissaient 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.

3 - 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^{er} 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 la 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 supérieurs 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.¹

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 niveau². 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.

Les coûts associés passés sous silence

Le coût d'un réacteur nucléaire, tel qu'il est analysé dans le cas de l'EPR, comprend les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement mais aussi de nombreux coûts associés en amont ou en aval de sa construction et de son exploitation. Il s'agit notamment de coûts directs, comme les coûts de R&D, des coûts liés à la chaîne du combustible, et des coûts croissants résultant de l'héritage de l'énergie nucléaire, c'est-à-dire la gestion des déchets nucléaires et le démantèlement. Il existe aussi des coûts indirects qui peuvent être importants, particulièrement ceux qui résultent de la mise en œuvre du cadre technique et organisationnel nécessaire, comme les coûts pour les réseaux électriques haute tension ou les coûts d'évaluation et de contrôle de la sûreté et de la sécurité. Les estimations officielles négligent ou minimisent généralement ce type de coûts.

Coûts de R&D

Il est difficile de calculer le coût total de la R&D publique en faveur de l'industrie nucléaire en France du fait de l'insuffisance des données et de la difficulté de répartir les coûts lorsqu'il y a recoupement d'applications civiles et militaires, ou la part de la recherche fondamentale du CEA utilisée ultérieurement pour des développements nucléaires. Il s'avère encore plus difficile d'identifier les différents coûts de R&D associés aux diverses technologies développées pour la production nucléaire et le cycle du combustible.

Globalement, au moins la moitié des coûts de R&D en matière d'énergie nucléaire ont été couverts par le financement public du CEA. Les dépenses totales de R&D du CEA en faveur du programme nucléaire civil depuis sa création en 1946 jusqu'à la fin 1998 ont été estimées pour le rapport Charpin-Dessus-Pellat à 24,7 milliards d'euros (162 milliards de FRF).

Coûts économiques du retraitement en France

En France, les coûts liés au cycle du combustible sont déterminés par le choix structurel de retraiter, au moins partiellement, les combustibles nucléaires usés. Les décisions stratégiques de lancer à grande échelle le retraitement des combustibles usés des réacteurs REP ont été prises à la fin des années 1970, à un moment où les prix spot de l'uranium avaient atteint un pic qu'ils n'ont connu à nouveau qu'à la fin 2006. À la mi-2008, ces prix sont déjà retombés à un chiffre inférieur de moitié à ce niveau record. L'hypothèse, démentie par ce qui s'est passé par la suite, que les prix de l'uranium allaient rester élevés et continuer d'augmenter, a permis de justifier d'abord le projet d'un parc de réacteurs surgénérateurs (dont Superphénix a été la première commande), puis la construction d'une usine de retraitement et plus tard une usine de fabrication de combustible MOX pour séparer et réutiliser le plutonium des REP dans des REP.

Ces décisions ont été prises, et Superphénix, La Hague UP2-800 et UP3 et Marcoule MELOX ont été construits, alors que la justification économique, dans les conditions définies par l'industrie et le gouvernement eux-mêmes au moment des cours élevés de l'uranium, avait disparu avec la fin de ce pic.

Superphénix s'est indéniablement avéré une perte considérable. Commandé en 1976, ce réacteur de 1 200 MWe a été raccordé au réseau en 1986. Il a connu divers problèmes techniques et administratifs jusqu'à ce qu'il soit définitivement fermé en 1996 et que son démantèlement soit décidé en 1998. Au final, il ne sera parvenu qu'à un facteur de charge de 7 % et une production brute qui n'a pas dépassé 8,6 TWh pendant sa courte durée de vie. Le coût global de Superphénix a été estimé à 9,7 milliards d'euros (64 milliards de FRF) par la Cour des comptes en 1996, une estimation très proche de celle qui a été fournie par son exploitant, le consortium européen NERSA, en

1998, de 9,8 milliards d'euros (65 milliards de FRF, dont 38 milliards payés par EDF). Ce chiffre ne comprend pourtant pas les coûts échoués de R&D et une éventuelle augmentation des futures dépenses de démantèlement et de gestion des déchets, notamment l'entreposage et le futur stockage ou le retraitement des deux cœurs fabriqués pour le réacteur (un irradié et un non irradié).

La question du retraitement et de la fabrication du MOX pourrait être tout aussi claire si les données économiques globales de l'industrie du plutonium étaient débattues ouvertement. Le rapport Charpin-Dessus-Pellat demandé par le Premier ministre en 1999-2000 a offert une rare occasion de le faire. Sur la base des coûts réels ou prévus fournis par l'industrie, le rapport a comparé les coûts globaux du parc nucléaire actuel à partir de diverses hypothèses, notamment le statu quo sur le retraitement et le MOX d'une part, et le scénario théorique du choix du stockage direct du combustible utilisé depuis le début du programme REP français. Alors qu'il intègre des hypothèses favorables sur de futurs coûts associés au retraitement, comme ceux du démantèlement de la Hague, le rapport a conclu que le choix du gouvernement français en faveur du retraitement a représenté une augmentation du coût moyen de production de l'ordre de 5,5 % par GWe installé sur la durée de vie des réacteurs. En d'autres termes, si le retraitement n'avait pas été mis en œuvre dès le début, des économies totales de 25 milliards d'euros (164 milliards de FRF) auraient été permises.

En 2003, le rapport officiel de la DIGEC sur les coûts de référence de la production d'électricité a reconnu que « à l'heure actuelle, les prix faibles de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel et services d'enrichissement) ne justifient pas de retraiter le combustible utilisé sur un plan strictement économique ». Toutefois, même si elle admet que les conclusions du rapport Charpin-Dessus-Pellat sont « représentatives de l'économie actuelle du cycle », la DIGEC a en revanche utilisé les coûts projetés pour la période 2025-2085 (correspondant au retraitement du combustible utilisé d'un futur réacteur EPR). Ces hypothèses, basées sur des discussions confidentielles entre Areva et la DIGEC, se sont avérées inférieures de plus de moitié aux coûts calculés dans le rapport Charpin-Dessus-Pellat (450 €/kg de combustible retraité au lieu de 1 000 €/kg ou plus selon les différentes hypothèses). Aucune explication n'a été donnée sur la possibilité de diviser par deux les coûts d'investissement et d'exploitation d'une future usine de retraitement en comparaison avec La Hague, si ce n'est une affirmation claire de son origine politique par la DIGEC : « Le coût de retraitement choisi dans l'étude est le coût objectif permettant de garantir la compétitivité du retraitement par rapport à la solution d'entreposage-stockage direct des combustibles irradiés. »

Ce jeu de dupes qui vise à utiliser des hypothèses irréalistes pour sauver les apparences d'une équivalence des coûts entre le retraitement et le stockage direct ne pourra peut-être plus être joué pendant très longtemps par EDF. Avec plus de 8 000 tML de combustibles usés entreposés à La Hague, qui représentent 99,8 % des matériaux stockés en attente de retraitement au 31 décembre 2007, l'électricien français est confronté au financement de la plus grande partie des coûts du retraitement. En 2007, au cours de la première phase des discussions de travail pour la préparation d'une actualisation du rapport 2003 de la DIGEC, EDF a expliqué dans un document de travail qu'il « prévoit certains gains de productivité avec les nouvelles installations [de retraitement] ». « Il faut rester prudent sur l'impact définitif des coûts du retraitement », ajoute toutefois EDF qui considère « les valeurs utilisées dans ce rapport comme une estimation basse ».

Depuis 1995, EDF a assigné une valeur zéro dans sa comptabilité à ses stocks de plutonium séparé (ainsi qu'à ses stocks d'uranium de retraitement), et a indiqué clairement que, s'il existait un marché pour le plutonium séparé issu du combustible REP, « il aurait un prix négatif ». EDF a par exemple facturé à l'électricien néerlandais EPZ (qui a fait retraiter son combustible à La Hague mais n'a pas les moyens de réutiliser le plutonium) le service correspondant à la prise en charge de son plutonium. La libéralisation du secteur de l'électricité impose à EDF d'abaisser ses coûts, notamment ceux qui sont liés à l'industrie du plutonium. Bien que le contrat de retraitement et de MOX signé pour 7 ans en 2001 ait déjà intégré une option pour 2008-2015, EDF n'a signé avec Areva en avril 2008 qu'un accord complémentaire provisoire d'un an.

Démantèlement et gestion des déchets

L'option du retraitement a un impact important sur les politiques de gestion des déchets et les estimations de coûts. La question essentielle pour les calculs de coût est le poids du stockage définitif des déchets radioactifs à haute activité et à très longue durée de vie, qui devrait être assuré par un site d'enfouissement en couche géologique profonde aux termes de la loi de 2006 sur la gestion des déchets radioactifs. Toutefois, les incertitudes sont importantes en ce domaine et le raffinement du concept ne va pas nécessairement faire baisser les coûts, comme l'illustrent les prévisions de coûts publiées par l'Agence française de gestion des déchets radioactifs, l'ANDRA. Son estimation du coût total du stockage géologique est passée de 14,7 milliards d'euros en 1996 à une fourchette de 15,9 à 58,0 milliards d'euros en 2003.

Comme par hasard, cette estimation de 2003 concluait, en reprenant à son compte l'affirmation que le retraitement permettait des réductions du volume des déchets, qu'un arrêt du retraitement en 2010 multiplierait par plus de deux le coût du stockage définitif par rapport au retraitement de l'ensemble des combustibles usés. Le biais de ce raisonnement était toutefois évident : dans le premier cas, le coût prenait en compte le stockage de toutes les matières radioactives retirées des réacteurs alors que dans le second, au contraire, plus de la moitié des inventaires

totaux de plutonium et d'uranium étaient transférés à une hypothétique nouvelle génération de réacteurs, et aucun élément du coût de la gestion des déchets qui en résultaient à l'avenir n'était comptabilisé.

Comme la loi de 2006 allait exiger des exploitants des fonds dédiés pour couvrir les dépenses à long terme de la gestion des déchets, le ministère de l'Industrie a mis en place un groupe de travail avec les exploitants pour réduire la fourchette des valeurs des estimations de l'Andra. Le groupe est arrivé pour le scénario de retraitement de la totalité des combustibles à des estimations de coûts moins élevées, de l'ordre de 11,5 à 12,9 milliards d'euros. Dans un rapport publié ultérieurement, la Cour des Comptes a souligné que l'étude n'avait pas permis de résoudre certaines incertitudes importantes concernant le site de stockage, sa conception, son inventaire ou sa taille ainsi que sur certains des facteurs de coûts essentiels. Elle a insisté sur le fait que les réductions de coûts présentées étaient conditionnées par une stratégie annoncée qui devait encore faire la preuve de sa faisabilité technique et politique.

De nombreux facteurs doivent encore être pris en compte qui déboucheront sur des coûts de stockage plus élevés que ceux qui sont prévus actuellement. Le calcul est basé sur une disponibilité du site de stockage d'ici 2020 alors que le programme a déjà pris plusieurs années de retard. Il reste à concevoir le conditionnement final de certaines catégories de déchets qui représentent des volumes importants, ainsi qu'à définir certains concepts de galeries. Enfin, certaines des matières nucléaires dont on fait l'hypothèse d'une réutilisation illimitée, feront finalement l'objet d'un stockage définitif.

Les charges financières à long terme portent également sur le démantèlement de l'une des plus grandes infrastructures du monde en termes de centrales nucléaires, centres de recherche et installations de tous types. La Cour des comptes a calculé que les charges de démantèlement actuelles pour les trois principaux exploitants (EDF, Areva et CEA) s'élevaient à 65 milliards d'euros (sans actualisation) à la fin 2004. Ce chiffre tient compte du démantèlement des REP, pour lesquels on a retenu une estimation provisoire correspondant à 15 % du coût d'investissement, mais aussi des énormes coûts du démantèlement des usines de retraitement. Toutefois, les exploitants pourraient se voir déchargés d'une partie de ces dépenses qui seraient transférées à un financement public. En 2004, les provisions calculées par AREVA pour le démantèlement de ses installations sont passées d'un total de 12,2 milliards d'euros à 8,0 milliards d'euros grâce à un accord avec le CEA qui transfère à l'État la responsabilité du démantèlement du site de retraitement de Marcoule en l'échange du paiement par Areva d'une somme forfaitaire (soulte) de 427 millions d'euros accompagné d'un engagement de paiement ultérieur de 158 millions d'euros.

Coûts structurels

L'estimation des coûts structurels liés au développement de l'énergie nucléaire est hors de portée d'une simple analyse indépendante, pour d'évidentes raisons méthodologiques, notamment la difficulté à établir la limite des coûts imputables à l'industrie nucléaire et l'absence de données sur les coûts structurels en général. Néanmoins, l'énergie nucléaire suscite certains besoins spécifiques en matière d'infrastructures qui peuvent être identifiés et analysés à partir de quelques exemples.

Un besoin évident est lié à l'énergie nucléaire : un réseau électrique adapté pour transporter et distribuer l'électricité produite par les centrales nucléaires. Un réseau électrique serait bien sûr nécessaire de toute façon pour alimenter les consommateurs en électricité, mais la répartition extrêmement centralisée de l'énergie nucléaire sur le territoire s'accompagne de certains besoins spécifiques. Cette situation est clairement illustrée par l'exemple du projet EPR à Flamanville, où l'introduction d'une troisième tranche de grande taille pour la production électrique sur le site nécessite une ligne à haute tension supplémentaire pour permettre l'évacuation de l'énergie à partir du site et la transporter vers les zones de consommation. Bien que la ligne envisagée apporte aux consommateurs un bénéfice qui va au-delà de la seule évacuation de la production de l'EPR, ce bénéfice pourrait être obtenu par d'autres moyens, dont certains seraient moins coûteux. Une grande partie du coût d'investissement lié à la construction de cette ligne 400 kV de 150 km, estimé à 240 millions d'euros, est donc directement attribuable au projet EPR.

Un groupe de travail pour le rapport Charpin-Dessus-Pellat a estimé que les coûts d'investissement globaux pour le développement du réseau électrique (transport et distribution) depuis les années 1970 jusqu'en 1997 dépassait 75 milliards d'euros dont plus de 10 % pour le réseau à très haute tension. À la fin du siècle dernier, environ 2,9 milliards étaient dépensés chaque année pour le développement du réseau, dont 0,5 milliard pour le réseau à très haute tension. À partir de ces coûts, le rapport a introduit une différence de 6,8 milliards sur la période 2000-2050 dans un scénario de faible demande électrique, en faveur d'un système électrique décentralisé non nucléaire comparé à un parc nucléaire sans changement.

Les coûts structurels comme ceux qui résultent de l'organisation de la sûreté et de la sécurité sont encore plus difficiles à cerner. Ils concernent, par exemple, une bonne partie du budget de l'IRSN, d'un montant de 276 millions d'euros en 2006, consacré à l'expertise publique et au travail de consultation sur la radioprotection, la sûreté nucléaire et les questions de sécurité ; ou celui, bien sûr, de l'autorité de sûreté nucléaire, l'ASN, et de ses moyens décentralisés dans les régions françaises, d'un montant d'environ 50 millions d'euros. Les activités spécifiques des forces de sécurité pour la protection des installations et des transports nucléaires devraient également être incluses.

La démocratie : Un choix durablement non démocratique

Un choix durablement non démocratique

« Depuis quarante ans, les grandes décisions concernant le développement du programme nucléaire français sont prises par un groupe très restreint de personnalités qui occupent les positions clés au sein du gouvernement ou de la direction d'EDF, du CEA et des quelques compagnies impliquées dans le programme. Le ligne ne change pas en dépit des changements de ministres, grâce à la permanence de ces personnalités (...). »

*Georges Vendryes, ancien représentant de la France au Board of Governors de l'AIEA,
traduit du IAEA Bulletin, automne 1986.*

Le « choix » de la France en faveur du nucléaire est tout sauf un choix démocratique. Des orientations aussi fondamentales que le lancement d'un programme massif d'équipement en réacteurs à eau pressurisée (REP) décidé en 1973-1974, le développement des surgénérateurs avec la commande de Superphénix en 1976, ou la mise en place du retraitement du combustible irradié et son extension décidée en 1985 avec la réutilisation du plutonium dans du combustible MOX, ont toutes été prises sur la base de travaux internes à la haute administration et à l'industrie, sans aucune procédure d'évaluation ni de débat publics.

À l'exception notable de la présence d'un Ministre de l'environnement issu des Verts au Gouvernement de 1997 à 2001, les ministres en charge du dossier nucléaire, à l'économie, à l'industrie, à la santé ou à l'environnement, ont toujours affiché un soutien sans faille au nucléaire, assurant globalement la promotion des ambitions industrielles de la filière.

Sans entrer dans une analyse historique détaillée, cette situation trouve son origine dans le contexte politique particulier de l'après-guerre en France, qui a vu la convergence très spécifique en Europe d'une droite gaulliste et d'une gauche dominée par les communistes sur un principe d'indépendance nationale, dont le nucléaire militaire puis civil est devenu l'un des principaux vecteurs. Les principaux partis de gouvernement, dont le mode de scrutin assure également une écrasante domination au Parlement, sont globalement restés fidèles depuis plus de soixante années à cette ligne pro-nucléaire.

Les rares débats parlementaires consacrent ainsi régulièrement l'image d'un consensus national, moyennant quelques variations, sur la poursuite du programme nucléaire. Les mêmes arguments sur l'indépendance énergétique, le coût de l'énergie et aujourd'hui les émissions de gaz à effet de serre y sont systématiquement ressassés sans jamais être sérieusement analysés. Les rares évaluations menées par les parlementaires, au travers notamment de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), pointent certes des lacunes dans la sûreté ou la gestion des matières et déchets nucléaires, mais elles s'inscrivent à quelques exceptions près dans un soutien préalable explicite au programme nucléaire français.

La défiance du public

L'attitude du monde politique, et particulièrement de la représentation nationale, tranche singulièrement avec l'état de l'opinion publique – tel en tous cas que mesuré à travers les différentes enquêtes menées sur cette question. L'industrie nucléaire se targue parfois du soutien de la population française, en particulier lorsqu'il s'agit de vanter à l'étranger l'exportation du modèle nucléaire français. La réalité est bien différente.

Les sondages les plus intéressants de ce point de vue sont ceux qui comparent l'état de l'opinion publique sur la question nucléaire dans différents pays. En 2005, une étude de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a conclu que seulement 25 % des Français interrogés se prononçaient en faveur de nouvelles centrales (contre un score de 40 % aux États-Unis par exemple, mais au même niveau que les Allemands avec 26 %), 50 % pour le maintien des centrales existantes sans nouvelle construction, et 16 % pour la fermeture des centrales existantes. Un sondage publié par la Commission européenne en 2007 confirme ce constat : seuls 28 % des Français se déclaraient favorables à une augmentation du rôle de l'énergie nucléaire pour lutter contre le changement climatique, contre 59 % en faveur d'une diminution de la part du nucléaire dans la production d'énergie. Les Français se situent, de façon intéressante, très près de la moyenne des 27 pays de l'Union européenne (respectivement 30 % et 61 %).

Cette situation est d'autant plus remarquable que les contrepoids au discours pro-nucléaire dominant sont faibles. De nombreux groupes et associations, regroupés au sein de coordinations spécifiquement opposées à différents projets (réacteur EPR, enfouissement des déchets...) et plus généralement depuis 1997 au sein du Réseau Sortir du nucléaire, portent sur le terrain une opposition à l'industrie nucléaire. Mais leur influence médiatique et leur poids politique restent très limités. La France manque de plus cruellement de capacité d'expertise indépendante critique sur l'ensemble des questions nucléaires : les organisations produisant comme Global Chance des contre-analyses des évaluations officielles se comptent sur les doigts d'une main.

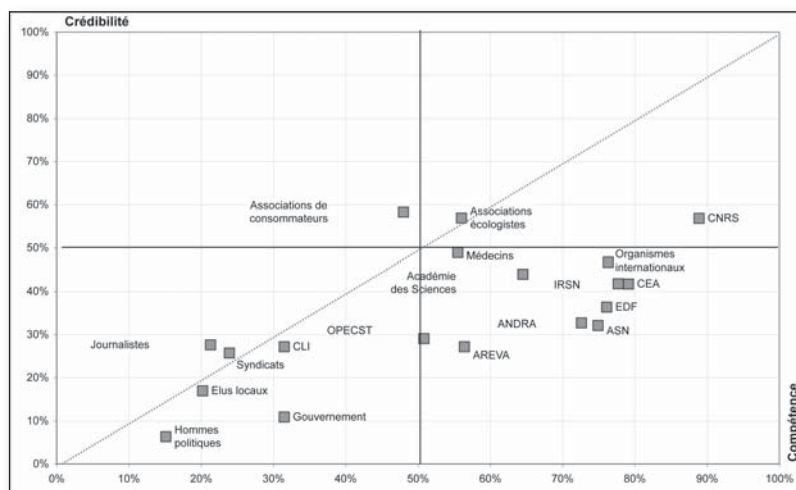


Figure 1 – Indice de crédibilité et de compétence des principaux acteurs du nucléaire en France

a. On désigne ici par indice de crédibilité le pourcentage d'opinions positives recueillies en réponse à une question sur le fait que les différents acteurs disent la vérité sur le nucléaire ; de même, on désigne par indice de compétence le pourcentage de réponses positives recueillies à une question sur le fait que les différents acteurs soient compétents sur le nucléaire.

b. On range sous cette appellation une série d'organismes très divers, institutionnels ou non, et de métiers ou de fonctions, soit spécifiquement présents dans le domaine nucléaire, soit intervenant dans ce domaine au titre d'une activité plus large.

Source : D'après Baromètre IRSN 2006 (enquête novembre 2005)

Le Baromètre de l'opinion française sur les risques régulièrement publié par l'IRSN montre avec constance que les très nombreuses sources officielles de discours et d'analyses favorables au nucléaire souffrent d'un déficit chronique de confiance (voir figure 1). Aucun des promoteurs institutionnels du nucléaire ne recueille à la fois plus de 50 % de crédit en terme de compétence et de crédibilité dans l'opinion.

Un cadre institutionnel verrouillé

Comment expliquer ce décalage entre la volonté des populations et les orientations politiques ? L'une des raisons premières est l'existence d'un système institutionnel qui permet véritablement à ces décisions d'échapper à tout contrôle démocratique. En dehors d'une poignée de lois ciblées dont la plus importante a porté en 1991 sur les orientations de la recherche sur la gestion des déchets radioactifs, l'ensemble du développement de l'industrie nucléaire s'est fait sans aucun cadre législatif spécifique avant l'adoption, en juin 2006 d'une loi relative à la transparence et à la sécurité nucléaires. Aucune des grandes décisions de programme des années soixante à quatre-vingt n'a fait l'objet ne serait-ce que d'un vote parlementaire, sans parler de processus spécifiques de consultation du public.

Toutes les décisions clés sont au contraire prises hors de tout regard extérieur par les élites technocrates du pays, à travers notamment le rôle central du Corps des Mines. Ce corps d'État rassemblant environ 700 ingénieurs choisis

parmi les meilleurs élèves des plus hautes écoles supérieures est organisé pour occuper l'ensemble des positions clés sur le dossier nucléaire, tant dans les cabinets ministériels et dans la haute-administration que dans les postes de direction des entreprises du secteur. Les personnes en charge demeurent en place, ou sont remplacées par un autre membre du Corps, en cas de changements politiques. Ainsi les orientations de la politique nucléaire, qu'il s'agisse du rôle central du nucléaire dans la politique énergétique ou des options de développement de filières nucléaires et des décisions sur la création, la fermeture ou l'évolution des installations ne sont pas soumises aux aléas tels que les changements de majorité politique, mais inscrites dans une vision de long terme construite par le Corps des Mines.

Des évolutions récentes sans véritable progrès

Le nucléaire ne pouvait toutefois pas rester indéfiniment protégé de la montée progressive, dans le droit de l'environnement en général, des principes d'accès à l'information et de participation du public aux décisions. La rencontre du secteur nucléaire avec les procédures mises en place sous l'égide de la Commission nationale du débat public, avec deux dossiers soumis à débat en 2005-2006, a suscité de nombreuses attentes. Les espoirs ont malheureusement été déçus : si l'organisation et le contenu des débats ont confirmé l'intérêt potentiel de procédures ouvertes pour approfondir l'analyse et la compréhension commune des dossiers, les dispositifs ont montré leurs limites en terme d'influence réelle sur les mécanismes de décisions.

Dans le premier débat, portant sur le projet présenté par EDF de réalisation à Flamanville d'un réacteur du type EPR, les choses ont été très simples. La réalisation de ce réacteur, premier du genre et censé être nécessaire à la préparation du renouvellement du parc nucléaire français, était inscrite dans une loi d'orientation sur l'énergie votée au Parlement avant même l'ouverture du débat public national... Dans le second débat, portant sur la gestion des déchets nucléaires, la parenthèse du débat public est apparue comme une période riche en avancées dans la construction d'une vision commune du problème, préalable obligé à l'identification de solutions réellement acceptées. Mais le processus s'est fermé avec une loi adoptée en juin 2006 qui, si elle marque un progrès par rapport au projet de loi d'avant-débat, montre aussi un recul par rapport aux conclusions issues du débat.

Les deux débats ont également souligné la singularité des pratiques dans le domaine nucléaire vis-à-vis des principes d'accès à l'information. Suite aux difficultés rencontrées dans la progression des débats faute de réponses précises à certaines questions clés des acteurs et du public, un groupe de travail réunissant les représentants de l'administration et des entreprises concernées et quelques experts indépendants a été constitué. Ses travaux ont dégagé quelques propositions pour mieux délimiter, légitimer et expliquer l'application des secrets commercial et de défense, qui n'ont à notre connaissance trouvé aucune suite concrète.

Les évolutions les plus récentes confirment que, au-delà d'améliorations à la marge et d'effets d'annonce sur la mise en œuvre de la transparence, la situation n'a sur le fond guère évolué. Les travaux de consultation engagés à l'été 2007 par le Président de la République dans le cadre d'un « Grenelle de l'environnement » réunissant administrations, collectivités, patronat et syndicats et associations de protection de l'environnement, illustrent le blocage : si la politique énergétique et le changement climatique sont évidemment un des principaux thèmes du travail qui doit trouver sa conclusion législative à l'automne 2008, le Président en a délibérément exclu, dès l'origine, toute discussion sur le volet nucléaire !

Conclusion

En regard de ses ambitions initiales et des efforts considérables qu'il a nécessité aussi bien en termes techniques qu'économiques, le bilan de l'énorme programme nucléaire français développé entre 1975 et 2000 est particulièrement décevant. La proclamation toujours présente de « l'indépendance énergétique de la France » ne résiste pas à l'examen puisque la consommation de pétrole par habitant de la France est en 2007 supérieure à celle de ses grands voisins, que la contribution du nucléaire à la consommation finale n'y est que de 14 %, alors que les produits pétroliers en représentent 49 %.

Certes l'apport du nucléaire permet réduire la dépendance de la France par rapport au gaz ou au charbon, mais la dépendance pétrolière est de loin le facteur le plus contraignant pour la sécurité énergétique. De plus, avec une production d'électricité à 80 % d'origine nucléaire et basée sur une seule technique, les réacteurs PWR, le système électrique français s'est créé une nouvelle vulnérabilité.

En termes économiques globaux, le « tout électrique – tout nucléaire » qui a été la base de la politique énergétique française des trois dernières décennies et qui continue de l'être contre toute rationalité économique et énergétique avec le programme de construction du réacteur EPR n'a pas apporté un avantage particulier à la France, par rapport à l'Allemagne par exemple. La monoculture nucléaire a entraîné au contraire un retard considérable sur le développement des énergies renouvelables et freiné les efforts d'économies d'énergie, notamment sur l'électricité.

Face aux conséquences de l'augmentation des gaz à effet de serre, le nucléaire est présenté comme une solution qui s'impose puisqu'il émet effectivement beaucoup moins de CO₂ que la combustion de pétrole, de gaz ou de charbon. Mais à y regarder de plus près, ce remède miracle n'en n'est pas un. Il est exact que la production d'électricité d'origine nucléaire contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais même dans le cas extrême de la France, cette réduction peut être estimée à 15 à 20 % maximum des émissions totales, ce qui n'est pas négligeable mais doit être mis en balance vis-à-vis de l'ensemble des risques et des pollutions que présente l'ensemble des installations complexes et dangereuses du système nucléaire de centrales, des usines du combustible, des transports de matières radioactives, actuellement et dans la durée (démantèlement des installations, gestion des déchets radioactifs).

Le nucléaire est susceptible de générer des accidents graves pouvant affecter durablement de larges territoires. La gestion des déchets à vie longue n'a pas trouvé de solution satisfaisante. Enfin la prolifération reste un risque majeur pour la sécurité du monde et il est faux d'affirmer qu'on peut doter un pays de centrales civiles sans que ne soit possible un usage militaire.

De plus, le nucléaire ne peut participer qu'à la production d'électricité, qui (toutes sources confondues) ne représente que 20 % environ de la consommation d'énergie finale d'un pays développé. Le reste, c'est le pétrole brûlé dans les voitures et les camions, le

fuel ou le gaz pour chauffer les bâtiments et assurer la production industrielle mais aussi la biomasse et l'énergie solaire (l'hydraulique et l'éolien produisant de l'électricité).

L'indispensable lutte contre les émissions de gaz à effet de serre passe donc d'abord par une politique d'économie et de recherche d'une plus grande efficacité énergétique. Elle passe ensuite par un plus grand recours aux énergies renouvelables.

La poursuite des tendances actuelles de la consommation d'énergie au niveau mondial se heurte à des contraintes insurmontables et conduit à l'impasse du développement, accentue les inégalités entre pays riches et pays pauvres et contribue à la fracture sociale. Le développement économique et social ne peut être que freiné, voire rendu impossible, par l'insécurité énergétique (approvisionnement physique versus contraintes géopolitiques, augmentation des prix, raréfaction des ressources à moyen terme, risques technologiques et d'agressions extérieures de toutes natures), la dégradation de l'environnement local (pollutions, accidents) et global (changement climatique). La montée des prix du pétrole ruine d'ores et déjà les économies les plus fragiles. Les scénarios de prospective énergétique « laisser faire » (business as usual) mettent d'ailleurs clairement en évidence l'impasse politique, économique et environnementale à laquelle ils conduisent.

La sécurité énergétique et les contraintes environnementales sont un défi considérable pour le développement économique et social à l'échelle de la planète. La maîtrise des consommations d'énergie arrive au premier rang des politiques qu'il faut rapidement mettre en œuvre parce que c'est elle qui possède le plus grand potentiel, qu'elle est applicable dans tous les secteurs et dans tous les pays, qu'elle est le meilleur instrument de la lutte contre le changement climatique, enfin qu'elle permet de ralentir l'épuisement des ressources fossiles et d'assurer qu'une part croissante de la consommation d'énergie soit assurée par les énergies renouvelables. Elle constitue en outre un facteur de développement économique par la diminution des dépenses énergétiques et aussi par la création de nouvelles activités et d'emploi. C'est un impératif de premier ordre des politiques énergétiques et économiques.

Ce changement profond de paradigme énergétique qui substitue à la priorité de l'offre la priorité de la demande modifie profondément les rapports du

citoyen aux systèmes énergétiques. La satisfaction d'un « service énergétique » à la place d'une « fourniture d'énergie » place au premier rang des acteurs nouveaux : entreprises, collectivités, ménages, professionnels du bâtiment, des transports, de la production industrielle ou agricole et du secteur tertiaire. Les villes et les collectivités territoriales deviennent des animateurs et des promoteurs essentiels de ces nouvelles politiques.

S'ils appliquent une telle stratégie, les pays industrialisés peuvent réduire leur consommation d'énergie dans des proportions notables. Les pays en développement ont besoin d'augmenter la leur, mais ils peuvent le faire avec des taux de croissance bien inférieurs à ceux que les pays riches ont connu dans le passé avec les dégâts que l'on connaît.

Pour la plupart des pays, y compris des grands producteurs d'énergie, la maîtrise des consommations d'énergie est la première ressource énergétique nationale pour les prochaines décennies.

L'Europe peut jouer un rôle leader dans la promotion d'une telle politique : tant sa sécurité énergétique que la lutte contre le changement climatique l'y engagent. Les décisions de mars 2007 du Sommet européen sur les « trois 20 % » (efficacité énergétique, énergies renouvelables, émissions de gaz à effet de serre), comme le « Paquet Énergie » présenté par la Commission européenne au niveau de constituent un signal encourageant pour l'Union Européenne. Il reste que le « partage des efforts » entre les États membres reste à faire et constituera la pierre de touche de la volonté politique de chacun.

Dans un tel contexte, au regard des enjeux du risque climatique, de la sécurité énergétique et du développement économique et social, l'apport réel du nucléaire resterait marginal pour l'Europe. Par contre, les risques tant physiques que géopolitiques que comporterait un développement de cette technologie dans son état actuel sont tels que la balance « inconvénients versus avantages » penche très nettement en défaveur de ce développement.

De plus, le nucléaire impose une centralisation massive du système énergétique, basée sur des unités de grande puissance, alors que le progrès technologique porte de façon croissante sur un système énergétique basé sur les actions et les initiatives décentralisées, dans les domaines de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et des productions combinées de chaleur, de froid et d'électricité.

Les 22 derniers numéros

N° 6 - février 1996

Numéro spécial en hommage à Martine Barrère

N° 7 - juillet 1996

Effet de serre : les experts ont-ils changé d'avis ?

Rapports résumés du Groupe

Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat

Commentaires et analyses

N° 8 - juillet 1997

Développement durable et solidarité

N° 9 - novembre 1997

De Rio à Kyoto - La négociation Climat

N° 10 - mars 1998

Le climat, risque majeur et enjeu politique - De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires.

Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 11 - avril 1999

Le nucléaire en débat - N'avons-nous pas le temps d'élaborer des solutions acceptables

N° 12 - novembre 1999

Environnement et mondialisation

N° 13 - novembre 2000

Faire l'économie du nucléaire ?

Un rapport récent relance le débat

N° 14 - mars 2001

Changements climatiques

Les politiques dans la tourmente

Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 15 - février 2002

Les énergies renouvelables face au défi du développement durable

N° 16 - novembre 2002

Maîtrise de l'énergie et développement durable

N° 17 - septembre 2003

Débat énergie

Une autre politique est possible

N° hors série - janvier 2003

Petit mémento énergétique

Éléments pour un débat sur l'énergie en France

N° 18 - janvier 2004

Le réacteur EPR : un projet inutile et dangereux

N° 19 - juin 2004

Climat, Énergie : éviter la surchauffe

N° 20 - février 2005

Les utopies technologiques : Alibi politique, infantilisation du citoyen ou lendemains qui chantent

N° hors série - septembre 2005

Petit mémento des déchets nucléaires

Éléments pour un débat sur les déchets nucléaires en France

N° 21 - mai 2006

Développement, Énergie, Environnement : changer de paradigme.

N° 22 - novembre 2006

Débattre publiquement du nucléaire ? Un premier bilan des deux débats EPR et déchets organisés par la Commission nationale du débat public

N° 23 - avril 2007

Énergies renouvelables, développement et environnement : discours, réalités et perspectives (en coédition avec Liaison Énergie-Francophonie)

N° hors série - septembre 2007

Petit mémento des énergies renouvelables

Éléments pour un débat sur les énergies renouvelables en France

N° 24 - mars 2008

De Grenelle à Bali : avancées, incertitudes, contradictions et perspectives

ABONNEMENT

Les cahiers de Global Chance 2 numéros par an

Nom : Organisme :

Adresse :

Code postal : Commune :

☐ Abonnement individuel 25 euros

☐ Abonnement d'institutions et organismes 80 euros

☐ Ci-joint un chèque à l'ordre de l'Association Global Chance

☐ A facturer

Total : euros

Date :

Signature :

Association Global Chance, 17 ter rue du Val - 92190 Meudon
contact@global-chance.org

L'association GLOBAL CHANCE

GLOBAL CHANCE est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global (« global change ») pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

La situation actuelle comporte des risques de voir se développer des comportements contraires à cet objectif :

- comportement fataliste, privilégiant le développement de la consommation sans prendre en compte l'environnement,
- comportement d'exclusion des pays du Sud du développement pour préserver le mode de vie occidental,
- comportement d'intégrisme écologique, sacrifiant l'homme à la nature,
- comportement de fuite en avant technologique porteuse de nouvelles nuisances et de nature à renforcer les rapports de domination Nord-Sud.

Mais la prise de conscience de ces menaces sur l'environnement global peut aussi fournir la chance d'impulser de nouvelles solidarités et de nouvelles actions pour un développement durable.

Pour GLOBAL CHANCE, un tel développement suppose :

- Le développement réel de l'ensemble des pays du monde dans une perspective humaniste,

- Le choix d'une méthode démocratique comme principe supérieur d'action,
- Le retour à un équilibre avec la nature, certes différent de celui que nous connaissons aujourd'hui, mais qui n'apparaisse pas comme incompatible avec le développement humain. Ce retour à l'équilibre prendra du temps. Mais après une phase transitoire d'adaptation une telle condition implique de tendre :
 - vers des prélèvements globaux mineurs et décroissants de ressources non renouvelables,
 - vers des rejets nuls ou mineurs d'éléments non recyclables (sur des durées de l'ordre de quelques générations) dans les processus de la nature.

Après discussion interne au sein de l'association, GLOBAL CHANCE se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service :

- d'une expertise publique multiple et contradictoire,
- de l'identification et de la promotion de réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global, dans les domaines scientifique et technique, économique et financier, politique et réglementaire, social et culturel, dans un esprit de solidarité Nord Sud, d'humanisme et de démocratie.

