

Électronucléaire : quelques grandes questions

La Rédaction¹.

Généralités

L'électronucléaire dans le monde

La situation en 2002 est résumée dans le tableau 1, tiré des fascicules du CEA (édition 2003) « Informations sur l'énergie » et « Elecnucl. Les centrales nucléaires dans le monde » et d'un rapport Andra de 2003 sur « La gestion des déchets radioactifs à l'étranger ». Les 16 pays détaillés dans le tableau représentent 92% de la puissance installée et de la production, et 87% du nombre d'unités actives. En 2002, il existait 19 autres producteurs dont les plus importants sont Taiwan, la république Tchèque et la Bulgarie ; à cette même date, 32 réacteurs étaient en construction, dont 21 en Asie et 10 en Europe centrale et orientale.

Les réacteurs nucléaires

Oklo : les réacteurs naturels du Gabon

Le gisement d'uranium de Mounana au Gabon, exploité par la COMUF de 1961 à 1999, est situé dans des

grès et conglomérats de la base du Francevillien (Protérozoïque). Au début des années 70, à proximité (site d'Oklo) et dans les mêmes formations datées de 1,75 milliard d'années, le CEA a trouvé des échantillons d'uranium dont la teneur en U₂₃₅ était très inférieure (jusqu'à 0,4%) aux 0,72% normalement observés dans la nature.

Cette teneur « anormale » est due à l'existence de réacteurs naturels qui, du fait des conditions particulières de l'époque et du gisement, ont démarré spontanément :

- la teneur en U₂₃₅ de l'uranium naturel était à l'époque de l'ordre de 3,5%, donc voisine de l'UO₂ enrichi des REP. L'uranium 235, dont la période est de 704 Ma, disparaît en effet plus vite que l'uranium 238 (demi vie de 4,5 milliards d'années) ;
- les conditions du gisement d'Oklo étaient favorables : teneur en uranium élevée d'une couche mince, eau abondante et forte porosité des sédiments, pression élevée due à l'enfouissement des formations.

Les conditions de fonctionnement étaient donc voisines de celles des REP actuels. Ces réacteurs naturels

Pays	Production brute en TWh	Puissance installée MWe Net	Part du nucléaire dans l'électricité du pays en %	Nombre d'unités actives	Nombre d'unités arrêtées	Réacteurs REP	Réacteurs REB	Autres réacteurs	Nombre d'électriciens dans l'électronucléaire (2002)
Allemagne	162,2	21 283	29,9	19	17	13	6	-	9 (privés)
Belgique	44,7	5 760	57,3	7	1	7	-	-	1 (Electrabel, privé)
Canada	70,9	10 018	12,3	14	11	-	-	14	3 (publics)
Chine	23,4	5 318	1,4	7	0	6	-	1	2 (SPC, CGNPC)
Corée du Sud	113,1	14 890	38,6	18	0	14	-	4	1 (KNPH)
Espagne	60,3	7 574	25,8	9	1	7	2	-	4 (privés)
États-Unis	780,1	98 230	20,3	104	22	69	35	-	40-45 (privés)
Finlande	21,4	2 656	29,8	4	0	-	2	2	2 (IVO et TVO)
France	416,5	63 073	78,1	59	11	58	-	1	1 (EDF)
Japon	313,8	44 287	34,5	54	2	23	27	4	9 (privés)
Pays-Bas	3,7	450	4	1	1	1	-	-	2
Royaume-Uni	81,1	12 252	22,4	31	14	1	-	30	2 (privés : BNFL et B.E.)
Russie	130	20 793	16	30	4	-	-	30	-
Suède	65,6	9 432	45,7	11	2	3	8	-	4 (privés)
Suisse	25,7	3 200	39,5	5	0	3	2	-	5 (privés)
Ukraine	73,4	11 207	45,7	13	4	-	-	13	1 (NNEG)
Total Monde	2 575,2	358 661	-	441	99	213	90	138	Environ 100

Tableau 1. L'électronucléaire dans le monde (chiffres 2001, sauf indication contraire).

Unités : production brute de l'électronucléaire en TWh = 10¹² watt-heure.

Puissance électronucléaire nette en MWe = 10⁶ watts électriques.

1. Remerciements à Michel Jorda, Bertrand Barré, Philippe Garderet et Jean-Loup Rouyer pour leur contribution à l'élaboration de ce texte. Courriels : michel.jorda@irsn.fr ; bertrand.barre@areva.com ; philippe.garderet@areva.com ; jean-loup.rouyer@edf.fr

auraient fonctionné durant quelques centaines de milliers d'années et se seraient arrêtés il y a très longtemps, comme le montre l'absence d'uranium 236 dont la période est de 23 millions d'années. Le résultat, ce sont des déchets non confinés, mais sans plutonium dont la période n'est que de 24 000 ans.

La fission nucléaire

La fission nucléaire est la rupture d'un noyau lourd (U, Pu), après absorption d'un neutron, en deux noyaux plus petits, avec dégagement de chaleur et libération de deux ou trois neutrons. Si le volume de matières fissiles est suffisant (masse critique), ces neutrons libérés provoquent une réaction en chaîne. Explosive dans la bombe atomique, cette réaction est contrôlée dans un réacteur de façon à obtenir un dégagement d'énergie thermique prédéterminé et continu.

Pour ce faire, un réacteur comprend schématiquement un combustible ou matière fissile (²³⁵U, Pu), un modérateur ou ralentisseur de neutrons, un réflecteur et un blindage de protection autour du cœur du réacteur, un fluide caloporteur gazeux ou liquide, et un système de contrôle. Suivant les composants ci-dessus, en particulier caloporteur et modérateur, on distingue divers types de réacteurs et filières dont les principales caractéristiques sont résumées dans le tableau 2 ci-dessous.

Ces divers types de réacteurs correspondent à des **générations successives**.

La **génération I** englobe les tout premiers réacteurs prototypes (en France : UNGG, Brennilis et Chooz A), qui ont été opérationnels avant les années 1970. Cette première génération a été influencée par les contraintes du cycle du combustible (absence de technologie industrielle d'enrichissement) et par la volonté des nations de produire des matières fissiles pour la dissuasion nucléaire.

La **génération II** va des premiers réacteurs commerciaux des années 1970 aux réacteurs construits jusqu'en 1995. Il s'agit donc essentiellement des réacteurs

actuellement en fonctionnement. Cela couvre les filières REP (en France : les REP 900, 1300 et N4), REB, Candu et VVER. Durant cette période, l'accent a été mis sur la compétitivité des systèmes. L'expérience acquise sur cette génération a permis de démontrer la maturité de la technologie.

La **génération III** est une optimisation des réacteurs actuels notamment sur le plan économique avec de nouvelles avancées en matière de sûreté (ABWR, ESBWR, Système 80+, AP600, EPR...). Cette génération pourrait être opérationnelle avant 2010. Ce sont les concepts de sûreté qui ont présidé à sa définition. La **génération IV** est celle des systèmes du futur. Des détails sur les générations III et IV seront donnés plus loin.

Comme le montre le tableau 1, la filière eau ordinaire, sous pression (REP) ou bouillante (REB) est de loin la plus utilisée dans le monde actuellement. Cette prédominance est encore plus nette si on y ajoute les 50 réacteurs VVER développés en Europe centrale et orientale : Russie (14 tranches), Ukraine (13), République Tchèque (6), Bulgarie (6), Roumanie (4), Hongrie (4), Finlande (2) et Arménie (1).

La filière gaz carbonique-graphite n'est plus utilisée qu'au Royaume-Uni : 14 unités AGR de *British Energy* et 16 unités MGUNGG (ou MAGNOX) de BNFL. La filière eau lourde a été développée par le Canada, dont les 20 tranches appartiennent à cette filière. Elle existe aussi en Inde (12 tranches PHWR), en Corée du Sud (4), Argentine, (2), Roumanie et Pakistan (1).

Le type RBMK (Tchernobyl) n'existe qu'en Russie (15 unités) et en Lituanie (2 unités). Le surgénérateur FBR à neutrons rapides existe dans quatre pays : Russie, Japon (réacteur expérimental de Monju), France (réacteur expérimental Phénix à Marcoule), Inde (petite unité) et prochainement en Chine. En ce qui concerne les surgénérateurs français, le démantèlement de Superphénix (Creys-Malville) se poursuit, mais Phenix, à Marcoule, est encore en activité.

Filière	Acronyme	Caloporteur	Modérateur	Combustible
Gaz-graphite	AGR	Gaz carbonique <i>Advanced gas cooled</i>	Graphite	UO ₂ enrichi
	MGUNGG	Gaz carbonique <i>Magnox gas cooled</i>	Graphite	U naturel
Eau lourde (<i>heavy water</i>)	PHWR (CANDU)	Eau lourde sous pression	Eau lourde	UO ₂ naturel
Eau ordinaire (<i>light water</i>)	BWR (REB)	Eau ordinaire bouillante	Eau ordinaire	UO ₂ enrichi ou
	PWR (REP) – VVPR	Eau ordinaire sous pression	Eau ordinaire	UO ₂ enrichi + Mox
	RBMK	Eau ordinaire bouillante	Graphite	UO ₂ enrichi
Neutrons rapides	Surgénérateur FBR (RNR)	Sodium fondu		U, PuO ₂

Tableau 2. Principales caractéristiques des filières électronucléaires. Source : « Informations sur l'énergie », CEA, éd. 2003, modifiée.

Avantages et inconvénients des filières

Ils sont résumés dans le tableau 3 ci-dessous.

Filière	Avantages	Inconvénients
Uranium naturel, graphite (modérateur), gaz (caloporteur) (UNGG)	Technologie relativement accessible.	Faible puissance volumique.
Eau lourde (sous pression ; caloporteur et modérateur)	Utilise de l'uranium métallique.	Produit du plutonium de qualité militaire
Eau ordinaire sous pression ou bouillante	Technologie relativement accessible	Coût de l'eau lourde.
Filière à neutrons rapides (sodium caloporteur)	Technologie robuste et souple.	Produit du plutonium de qualité militaire
Eau – graphite (eau bouillante sous pression caloporteur ; graphite modérateur) (RBMK)	Surgénération.	Faible utilisation de l'uranium.
	Technologie relativement accessible	Coût de l'investissement et maîtrise du sodium.
		Sûreté (larges zones d'instabilité du réacteur).
		Produit du plutonium de qualité militaire

Tableau 3. Comparaison des avantages et inconvénients des différentes filières.

Les centrales nucléaires en France

Histoire

Le 15 décembre 1948 est le jour J du nucléaire français : ce jour-là, 6 ans après la pile de Fermi, la pile ZOÉ « divergeait » dans le fort de Châtillon devenu le centre CEA de Fontenay-aux-Roses. Huit ans plus tard, la pile G1 de Marcoule, à vocation essentiellement plutonigène, débite 2 MWe sur le réseau d'EdF et est bientôt rejointe par les piles UNGG plutonigènes G2 et G3 de 40 MWe, puissance à l'époque très significative.

Dès 1956, EDF, sur le site de Chinon, a lancé sa première centrale électronucléaire : Chinon A1, dont l'enceinte de confinement sphérique en acier inoxydable reste un symbole et qui a été transformée en musée. C'est la tête de la filière française UNGG, très voisine des Magnox britanniques, abandonnée depuis ; la liste des réacteurs abandonnés est donnée dans le tableau 4.

La fin des années 60 marque un tournant pour EdF qui décida d'abandonner la filière UNGG mais hésitait dans la filière eau ordinaire entre les REB (essais aban-

onnés avec les Suisses à Kaiseraugst) et les REP (essais avec les Belges à Chooz A et à Thiange 1). En 1970, la décision fut prise de passer aux REP sous licence Westinghouse, la maîtrise par le CEA de la technologie d'enrichissement isotopique par diffusion gazeuse permettant de se libérer de la dépendance des Etats-Unis pour la fourniture de l'uranium enrichi indispensable aux REP. Durant cette période, EDF testa aussi la filière eau lourde – gaz carbonique à Brennilis, qui a fonctionné de 1967 à 1985 mais fut abandonné à cause de ses circuits trop complexes. Dès cette époque aussi, EDF, associé au CEA, a entrepris la construction du surgénérateur Phenix à neutrons rapide à Marcoule, premier réacteur de ce type au monde et prédécesseur de Superphenix à Creys-Malville exploité de 1985 à 1997.

La construction des tranches REP 900 MWe a commencé dès 1970 à Fessenheim et ce programme a été très accéléré en 1973 suite au premier choc pétrolier. Framatome avait l'exclusivité de la construction des programmes EdF et il fut donc décidé que le CEA remplacerait progressivement Westinghouse au capital de Framatome.

Nom du site	Nombre	Capacité unitaire (MW)	Date de mise en service	Date d'arrêt
Réacteurs graphite gaz (UNGG)				
Marcoule (G1 à G3)	3	2, 40, 40	1956, 1959, 1960	1968, 1980 et 1984
Saint-Laurent-des-Eaux	2	500	1969-1971	1990-1992
Chinon	3	70, 230, 435	1963, 1965, 1966	1973, 1985 et 1990
REP Chooz A	1	300	1967	1991
Bugey	1	555	1972	1994
Réacteurs gaz eau lourde				
Brennilis (Monts d'Arrée)	1	70	1967	1985
Surgénérateurs				
Creys-Malville	1	1200	1985	1997

Tableau 4. Réacteurs nucléaires arrêtés. Sources : statistiques CEA.

La situation actuelle

Il y a actuellement 59 réacteurs nucléaires en France (Tabl. 5 et Fig. 1). Au fil des années, la capacité des tranches est allée croissante, 900, 1300 puis 1450 MWe et aujourd'hui 1600 MWe avec le projet European Pressurized Reactor (EPR), le standard européen conçu par Framatome et Siemens et qui a bénéficié de tous les progrès technologiques réalisés sur les réacteurs à eau pressurisée (REP), les seuls utilisés maintenant en France depuis l'abandon de la filière uranium naturel – graphite – gaz, UNGG (Tabl. 4) pour des raisons économiques (coût du kwh). Pour une tranche de type EPR, il faut compter aujourd'hui un investissement de l'ordre de 3 milliards d'euros, 2 ans de procédures et 5 ans de construction.

À défaut de traiter toutes les questions relatives au nucléaire, nous insisterons sur quelques points clés, en particulier : durée de vie et démantèlement des centrales, gestion des déchets et sûreté des installations, réacteurs du futur (III^e et IV^e générations).



Photo 1. Centrale nucléaire de Civaux (1450 Mwe X 2), (cliché C. Pauquet).

Nom du site	Nombre	Capacité unitaire (MW)	Date de mise en service
Réacteurs à eau pressurisée (REP)			
Fessenheim	2	880	1977 et 1978
Bugey	4	910 (2) et 880 (2)	1979 et 1980
Dampierre-en-Burly	4	890	1980 et 1981
Tricastin	4	915	1980 et 1981
Blayais	4	910	1981-1983
Gravelines	6	910	1981-1986
Saint-Laurent-des-Eaux	2	915	1980
Chinon	4	905	1983-1987
Cruas-Meyssse	4	915	1983-1985
Paluel	4	1330	1984 et 1985
Flamanville	2	1330	1985 et 1986
Saint-Alban	2	1335	1985 et 1986
Cattenom	4	1300	1985-1991
Belleville	2	1310	1987 et 1988
Nogent-sur-Seine	2	1310	1987 et 1988
Penly	2	1330	1990 et 1991
Golfech	2	1300	1990 et 1993
Chooz	2	1455	1996 et 1997
Civaux	2	1450	1997 et 2000
Surgénérateurs			
Phénix (Marcoule)	1	250	1973

Tableau 5. Les centrales françaises en activité. Sources : statistiques CEA (Photo 1).

Durée de vie et démantèlement des centrales

Contrairement à ce qui se passe aux États-Unis où une centrale se voit confier une licence pour une certaine durée de vie (jusqu'à 60 ans aujourd'hui ; sur 103 réacteurs, 23 l'ont obtenue et 50 la demandent), en France, on opère par renouvellement d'autorisation sur des périodes décennales. Ce sont ainsi les autorités de sûreté qui décident de la durée de vie d'une centrale en renouvelant l'autorisation d'exploiter. Actuellement, les centrales de 900 MWe sont autorisées pour 30 ans et celles de 1300 et 1450 pour 20 ans. On ne peut donc pas affirmer que la durée de vie des centrales françaises va passer de 30 à 40, voire 60 ans, car cela ne correspond pas au fonctionnement réglementaire. Toutefois, il y a tout lieu de penser que la durée de vie d'une tranche, estimée à la conception à 40 ans (60 ans pour l'EPR), sera sensiblement prolongée, prolongation qui représente un enjeu financier considérable.

L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) définit trois niveaux (étapes) de déclassement des installations nucléaires :

1. « Fermeture sous surveillance » ;
2. « Libération partielle et conditionnelle » ;
3. « Libération totale et inconditionnelle ».

Après la mise à l'arrêt (étape 1), les éléments du combustible usé sont retirés et envoyés au centre de retraitement Cogema de La Hague, les circuits sont vidangés, le confinement joue son rôle protecteur, l'installation est surveillée en continu. Le principal élément contraignant au regard du démantèlement est le cobalt 60, produit par activation de l'acier du réacteur ; c'est un rayonne-

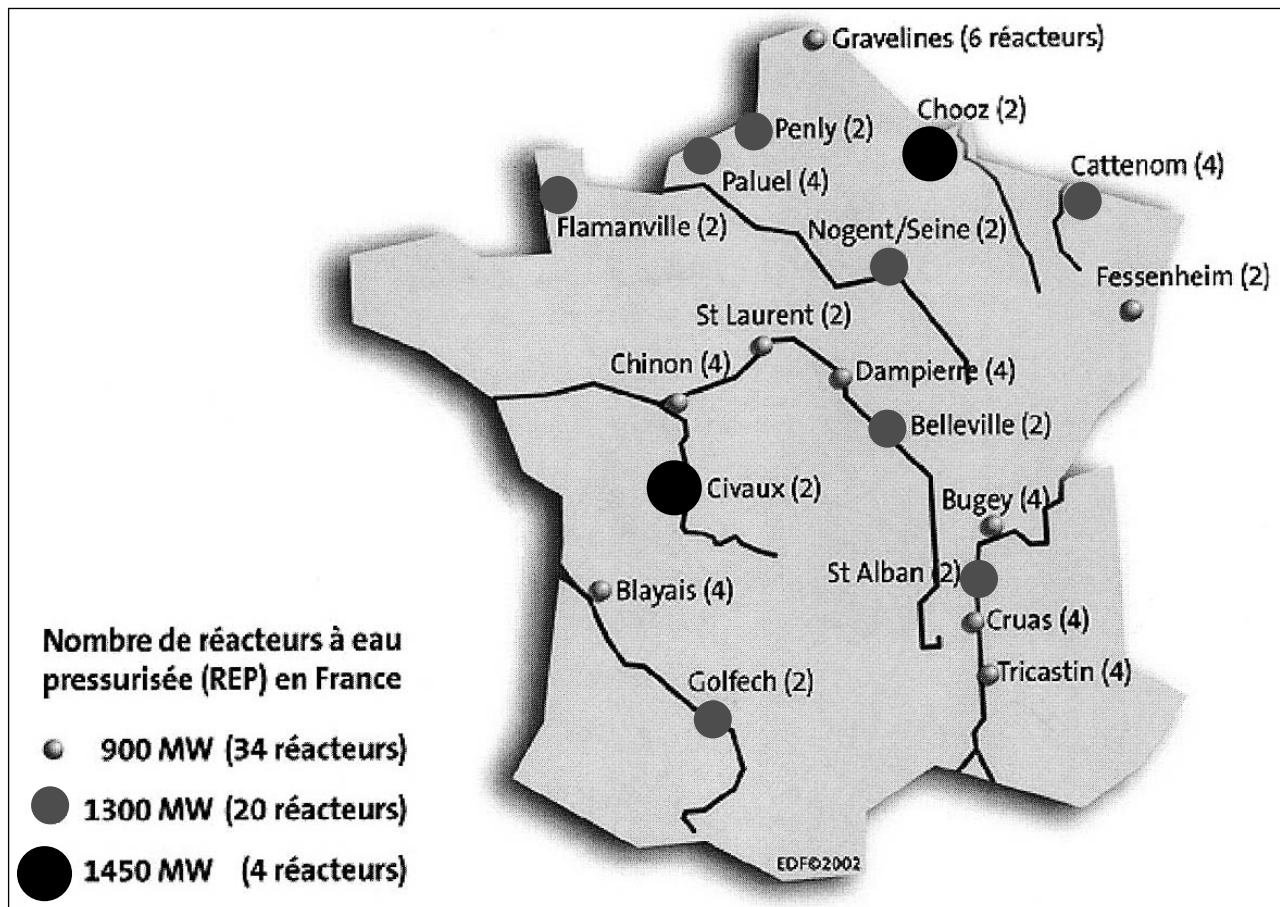


Figure 1. Localisation des sites de centrales nucléaires en France (document EDF).

ment très énergétique, de période courte (5 ans) et sa présence peut conduire à ne démanteler la cuve que des décennies après la fermeture tandis que le démantèlement des bâtiments et équipements, non ou localement contaminés, peuvent se faire sur quelques années. À noter qu'il n'y pas d'impératif justifiant de démanteler plus tôt la cuve nucléaire.

Au cours de la 2^{ème} étape, on démonte tous les bâtiments annexes (déconstruction) afin de réduire le site au bâtiment réacteur et aux principaux matériels nucléaires qu'il contient. Au bout de 5 ans environ, l'installation a atteint le stade de « Libération partielle et conditionnelle ». La déconstruction des bâtiments et équipements pouvant localement être contaminés conduit aux déchets dits TFA (Très Faible Activité) pour lesquels un centre d'accueil a été réalisé à Morvilliers près de Soulaisnes (Aube).

La dernière étape (« retour à l'herbe ») correspond au démontage complet de ce qui reste de la centrale et à l'enlèvement de tous les matériaux et équipements encore radioactifs.

En matière de démantèlement, le problème essentiel est la dosimétrie, c'est-à-dire la dose reçue par le personnel qui assure ce démantèlement. La robotisation permettra de démanteler plus vite tout en réduisant les coûts radiologiques.

En ce qui concerne le démantèlement des centrales françaises, celui-ci concerne le réacteur de Brennilis (70 MWe, seul réacteur français à eau lourde, arrêté en 1985) en Bretagne (29), les trois réacteurs de Chinon A1 – A2 – A3 (UNGG), les 2 réacteurs de St-Laurent A1 – A2 (UNGG), le réacteur de Bugey 1 (UNGG), le réacteur de Chooz A dans les Ardennes (REP), le réacteur de Creys – Malville (Réacteur rapide) et les réacteurs G1 (1956-1968), G2 (1959 - 1980) et G3 (1960-1984) de Marcoule (UNGG). Le démantèlement de Brennilis sert de test pour optimiser la méthodologie, le phasage, la gestion des déchets, etc.

Le financement du démantèlement est provisionné tout au cours de l'exploitation de la centrale et s'impute sur la facture d'électricité de chacun d'entre nous. En 1995, selon le rapport Bataille et Galley, pour un coût de production du

kwh de 19 centimes de franc, les provisions pour démantèlement représentaient un centime (5% du coût total).

La gestion des déchets radioactifs

Classification des déchets

Les déchets radioactifs sont généralement classés selon trois critères :

- l'intensité des radiations ou activité mesurée en giga becquerels (GBq) (10⁹ becquerels) par an ;
- la qualité des radiations ou rayonnement (α , β , ou γ) ;
- la durée de vie des radioéléments, en pratique mesurée par la « période radioactive » ou « demie vie », temps nécessaire pour la disparition de la moitié des atomes radioactifs.

En fonction de l'intensité, on distingue classiquement les catégories de déchets suivantes :

- très faible radioactivité (TFA) ;
- faible activité (FA) → (FMA) ;
- moyenne activité (MA) → (FMA) ;
- haute activité (HA)

FA et MA sont regroupés en FMA.

Concernant la durée de vie, la plupart des radioéléments, produits ou utilisés, – une trentaine – soit comme combustible dans l'électronucléaire, soit comme dateurs, traceurs ou jauges dans des industries diverses, ou encore pour radiographie ou irradiation en médecine – sans oublier les aspects militaires – ont une durée de vie courte.

Théoriquement, on distingue quatre catégories :

- période courte, en minutes, jours ou années, mais inférieure à 15 ans ;
- période moyenne de 15 à 30 ans (Sr⁹⁰, Cs¹³⁷) ;
- période longue : Am²⁴¹ (432 ans), Na²², Ra, C¹⁴ (5730 ans) ;
- période très longue : 10⁴ à 10⁶ ans : K⁴⁰, Th²³², U²³⁵, U²³⁸, Pu²³⁹.

Dans la pratique, on regroupe les deux premières catégories en vie courte (VC) et les deux dernières en vie longue (VL). En ce qui concerne le rayonnement, les trois premières catégories ci-dessus émettent des rayons β et γ , à part le radium qui n'est plus utilisé de nos jours et qui, comme les radioéléments de la 4^{ème} catégorie, émet des rayons α et β . Les rayons γ sont les plus pénétrants. Certains pays, comme l'Allemagne, utilisent aussi le pouvoir exothermique des déchets comme critère de classification.

Enfin, l'origine des déchets est généralement prise en

compte. Les applications industrielles et de recherche (autres que l'énergie) et la médecine produisent des tonnages limités de TFA et FA/VC, à l'exception de C¹⁴, Na²² et Am²⁴¹ qui sont à vie longue. Les déchets miniers et de traitement à très faible activité sont enterrés sur place. Quant aux déchets de l'électronucléaire, ils sont détaillés ci-après.

En France, l'Andra a adopté la classification, très répandue, en fonction de l'intensité (TFA à HA). EDF adopte une classification un peu simplifiée en trois catégories : A (FMA/VC), B (FMA/VL) et C (HA). Selon cette classification, un kilogramme de déchets de centrale REP se décompose ainsi :

- 900 g de déchets A (FMA/VC) à radioactivité faible ou moyenne (5% de la radioactivité totale ; rayonnements bêta et gamma) et vie courte (période < 30 ans) ;
- 90 g de déchets B (FMA/VL) de radioactivité faible ou moyenne (rayonnement alpha) et vie longue (déchets de retraitement, coques de combustible) ;
- 10 g (au maximum) de déchets C (HA) à radioactivité forte (rayonnements alpha, bêta et gamma) et vie longue (produits de fission, actinides mineurs, issus du retraitement des combustibles usés des centrales) ; avec les déchets B, ils représentent 95% de la radioactivité totale.

Stockage des déchets

À l'horizon 2020, on estime que le stock de déchets B représentera 57 000 m³ (cube de 38,5 m d'arête) et celui des déchets C, 5 000 m³.

Les *déchets de très faible activité* (TFA), provenant du démantèlement des bâtiments des centrales, sont stockés dans un centre spécifique, Morvilliers (Aube) mis en service fin 2003 et dont la capacité de stockage est de 650 000 m³ (30 ans de vie prévus). L'Andra exploite ce centre, associée à France Déchets. Les besoins sont estimés à 1-2 Mt, ce qui va au-delà de la capacité de Morvilliers

Les *déchets A et B (FMA)*, une fois conditionnés, sont envoyés dans les centres de stockage de l'Andra :

- les FMA/VC dans les centres de stockage de surface de la Manche, qui a atteint sa capacité de stockage (527.000 m³ stockés entre 1969 et 1994), et de l'Aube (Soulaines-Dhuys) qui a pris la suite en 1992 et qui, fin 2003, en est à 15% de sa capacité totale utilisée (environ 15.000 m³ de déchets/an, pour une capacité de stockage de 1 000 000 m³) ;
- les FMA/VL et le graphite dans un centre de stockage spécifique. Le carbone 14 est un radioélément abondant dans les empilements de graphite des centrales UNGG (filière graphite-gaz) en cours de démantèlement.

Actuellement, le graphite est resté dans les réacteurs à l'arrêt, sous le contrôle des DRIRE. Le stockage définitif de ce graphite ne pourra se faire dans les centres de surface actuels et nécessitera un centre de stockage spécifique dont le site n'est pas encore choisi et l'architecture en cours de définition. Il devrait ouvrir en 2009-2010 et accueillir, non seulement le graphite, mais également des FA/VL issus de l'industrie (non nucléaire), du traitement des terres rares (ces déchets comprennent U, Th et Ra), du démontage des paratonnerres à américium et de l'assainissement des anciens sites d'horlogerie (radium, élément luminescent).

Pour ce qui concerne les *déchets de haute activité à vie longue* (HA/VL), la loi Bataille (30 décembre 1991), en vue de la prise d'une ou plusieurs décisions à l'horizon 2006 (nouveau débat au Parlement et nouvelle loi), a prévu trois voies de recherche :

- le conditionnement et l'entreposage de longue durée en surface (ou subsurface) : recherche pilotée par le CEA ;
- la séparation et la transmutation en réacteur : recherche pilotée par le CEA ;
- le stockage géologique : recherche pilotée par l'ANDRA.

La loi Bataille institue, par ailleurs, une Commission nationale d'évaluation (CNE) composée de 12 experts scientifiques et chargée d'évaluer annuellement les recherches et de veiller à leur cohérence. Par cette loi, l'ANDRA devient un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), indépendant du CEA et sous la triple tutelle des ministères chargés de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement. Son budget est directement assuré par les producteurs de déchets.

L'*entreposage de surface* est celui qui se pratique actuellement sur le site de retraitement de La Hague et il porte sur des déchets de type B et C (vitrifiés). À La Hague, il y a deux usines de retraitement appartenant à Areva (ex Cogema) : UP2 (1976, capacité augmentée en 1993) et UP3 (1988) de capacité équivalente (800 t/an oxyde).

La *transmutation* implique une *séparation* plus poussée des actinides mineurs (hors U et Pu) et leur transformation soit en composés stables, soit en éléments à vie courte (et haute activité). C'est la voie étudiée dans le cadre de programmes communs de la Cogema (Areva) pour la séparation des actinides et du CEA (Phénix) pour la transmutation. Les déchets renferment une dizaine d'isotopes à vie longue dont la séparation peut se faire par des procédés d'extraction liquide-liquide.

La transmutation relève d'une physique nucléaire lourde et les réacteurs à neutrons rapides sont les mieux adaptés pour réaliser cette opération. Cette aptitude a

été l'un des arguments pour la relance de Superphénix en 1994. La prolongation de la durée de vie de l'installation Phénix est destinée à faire la démonstration de la transmutation dans la perspective de l'échéance de 2006.

En ce qui concerne le *stockage en profondeur*, après une phase d'inventaire de sites dans des contextes géologiques très variés et dans laquelle le BRGM est largement intervenu, une concertation avec les collectivités locales (obligation de la loi de 1991) a été engagée pour déterminer celles qui seraient volontaires pour accueillir un *laboratoire expérimental*. Cette concertation a été menée par C. Bataille, chargé, fin 1992, d'une mission de médiation par le Gouvernement. Le médiateur a ainsi été amené à examiner la situation d'une trentaine de départements, dont seulement quatre (Haute-Marne, Meuse, Vienne et Gard) ont finalement fait acte de candidature. En janvier 1994, l'ANDRA a été autorisée à démarrer les travaux préliminaires de reconnaissance dans chacun de ces départements afin d'étudier la possibilité d'y implanter un laboratoire de recherche à 500 m de profondeur.

Ces reconnaissances (géologie, géophysique, forages) ont conduit à la sélection de trois sites :

- Bure, en limite Haute-Marne – Meuse : couche d'argilites du Callovien, d'environ 130 m de puissance, entre 400 et 600 m de profondeur ;
- La-Chapelle-Bâton (Vienne) : site en granodiorite, à 450 m de profondeur, proposé à la suite de 11 forages réalisés en 1994-95 ;
- Marcoule (Gard) : couche silteuse du Vraconien, de 200 à 400 m d'épaisseur, à une profondeur située entre 400 et 800 m, proposée suite à des travaux de sismique réflexion et 4 forages, dont 3 carottés.

À la suite de ces travaux, et comme aucun des trois sites ne s'est révélé impropre à la construction de laboratoires souterrains, l'ANDRA, début 1996, a été chargée par le Gouvernement de déposer un dossier de Demande d'autorisation d'installation et d'exploitation (DAIE) sur chacun d'eux. Ces dossiers ont été instruits par la DSIN et analysés par les services de l'État ainsi que les collectivités territoriales (communes, départements, régions), lesquelles se sont exprimées par vote en faveur du projet, un vote confirmé par l'enquête publique conduite en 1997. La Commission nationale d'évaluation (CNE) s'est prononcée en faveur des sites de l'Est et du Gard mais, tout en reconnaissant l'intérêt d'un site en granite, en défaveur du site de la Vienne dont les garanties géologiques ont été estimées insuffisantes pour justifier l'investissement d'un laboratoire.

Le 9 décembre 1998, le Gouvernement a autorisé

l'ANDRA à construire et exploiter deux laboratoires, l'un dans le site argileux proposé à Bure, l'autre dans un site en granite à rechercher. Le site de Marcoule n'a pas été pas retenu, sur la pression de différents lobbies (viticulteurs, élus...); pour le site en granite, le Gouvernement a suivi les recommandations de la CNE. Les modalités d'application de cette décision ont été précisées par trois décrets signés le 3 août 1999 (JO du 6 août).

Ultérieurement, la recherche d'un nouveau site en granite, telle que le voulait le décret du 3 août 1999, ne sera pas engagée sur la base d'une concertation appropriée, ce qui conduira à bloquer l'émergence d'une candidature. Cette situation a pour conséquence que dans la perspective 2006, le thème granite s'appuiera sur une synthèse des connaissances sur les granites français ou des sites étrangers (Suède, Finlande...), mais pas sur des expérimentations acquises dans un laboratoire installé en France.

Les travaux de construction du *laboratoire de Bure* ont commencé le 15 novembre 1999, après mise en place du Comité local de liaison et d'information (CLIS) du laboratoire, structure interdépartementale (Haute-Marne et Meuse) réunissant les acteurs socio-économiques et politiques locaux, chargé d'accompagner le projet et de diffuser l'information auprès des populations locales. Dès les phases de reconnaissance du site, une indemnisation, destinée aux collectivités territoriales des deux départements, a transité par le niveau départemental. Cette indemnisation, comme le reste du projet, est financée par les producteurs de déchets, EDF très majoritairement.

Le programme de recherches à réaliser dans le laboratoire de Bure consiste à :

- concevoir le stockage, analyser la réversibilité et sa sûreté en exploitation ;
- acquérir les connaissances nécessaires aux études de conception et aux analyses de sûreté ;
- décrire le comportement du stockage aux différentes échelles d'espace et de temps ;
- mener des analyses de sûreté à long terme pour évaluer les performances du stockage par rapport aux sollicitations naturelles et humaines.

De nombreux pays se sont lancés dans l'étude voire la réalisation de stockages profonds. La Suisse étudie différents contextes : Grimsel dans le granite de l'Aar, un encaissant argileux à Benken et le site de Mont Terri dans le Jura. L'Allemagne a étudié durant 20 ans (1979-1999) un site de laboratoire expérimental dans le dôme de sel de Gorleben, mais a depuis institué un moratoire de 10 ans. Les pays scandinaves sont relativement en avance. La Suède, qui dispose de sites de stockage pour

FMA et HA, a étudié le stockage souterrain dans deux laboratoires et, après études sur deux sites granitiques, devrait choisir un site profond définitif à partir de 2007. Le projet en granite le plus avancé, car décidé sur le plan politique, est celui d'Eurajoki en Finlande. A défaut de disposer d'un laboratoire de ce type en France, ce site constitue donc une référence pour l'Andra.

Pour la construction d'un site profond de stockage, la plupart des pays se sont donnés comme échéance des dates variant entre 2010 et 2040, la France ayant retenu une première échéance, pour décision sur la suite du programme, en 2006. Aux États-Unis, il est prévu que, d'ici 2010, le site de Yucca Mountains, localisé dans un contexte de tufs volcaniques, puisse être développé pour le stockage de combustibles usés, leur retraitement, depuis la décision du gouvernement Carter, n'étant pas autorisé. La plupart des autres pays, ayant pris la décision de principe d'un stockage en milieu géologique profond, pour HA au moins (Belgique, Pays-Bas, Chine, Japon), en sont au stade du choix d'un site ou de la construction d'un laboratoire expérimental.

D'une manière générale, la politique de gestion des déchets radioactifs adoptée par un pays dépend de très nombreux facteurs : géologique (pour un éventuel stockage souterrain), industriel (importance de l'électronucléaire et des déchets), historique (cadres légal et juridique actuels), politique (sensibilité écologique et projets d'avenir pour le nucléaire), etc. La Belgique, par exemple, gère un problème particulier car elle a été, avant la deuxième guerre mondiale, un gros producteur de radium. Elle doit donc gérer 30 000 m³ de déchets à vie longue (le radium a une demie vie de 1600 ans), actuellement entreposés sur le site d'Olen et dont la gestion à long terme n'est pas définie. À terme, l'existence ou non d'unité de retraitement des combustibles aura sans doute une influence déterminante. Mais, quelle que soit la politique choisie, le syndrome Nimby des anglo-saxons (*Not In My Back Yard*) est très répandu.

La sûreté

Le *contrôle du nucléaire en France* a été réformé par deux décrets du 22 février 2002 (n° 2002-254 et 255 ; JO du 26 février), relatifs respectivement à l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), issu du regroupement de l'IPSN (Institut de protection et de sûreté nucléaire au sein du CEA) et de l'OPRI (Office de protection contre les rayonnements ionisants) et à la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR), dont relève maintenant la sûreté nucléaire et qui

est issue de l'ancienne Direction de la sûreté des installations nucléaires (DSIN).

Outre la DGSNR, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) est composée du Bureau de contrôle des chaudières nucléaires (BCCN) et des huit Divisions des installations nucléaires (DIN) au sein des Directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE). Le contrôle porte sur toute l'industrie nucléaire : transformation des matières fissiles, fabrication du combustible nucléaire, production d'électricité dans les réacteurs, retraitement du combustible, transport des matières radioactives, gestion des déchets radioactifs. L'IRSN fait office d'appui technique et d'expertise.

Quels sont les risques ? Comme toute industrie, les installations nucléaires doivent maîtriser les risques industriels classiques, comme l'inondation de la centrale du Blayais, le 27 décembre 1999. Mais l'industrie nucléaire qui manipule en grande quantité des corps radioactifs – émetteurs de rayons nocifs à haute dose pour la santé de l'homme non protégé – doit maîtriser aussi des risques spécifiques liés au phénomène de la réaction en chaîne (risques de la criticité) et au dégagement de chaleur (« puissance résiduelle ») de la radioactivité. La sûreté nucléaire a donc comme grandes fonctions de contrôler la réaction en chaîne, de refroidir le combustible de manière très fiable et d'assurer en toute circonstance le confinement de la radioactivité.

L'échelle **INES de gravité des événements** comporte 7 niveaux (1 à 7) (Tabl. 6) ; l'accident de Three Mile Island (28 mars 1979) correspond au niveau 6 et celui de Tchernobyl (26 avril 1986) au niveau 7. En France, on enregistre, par an, quelques dizaines d'incidents de niveau 1 et quelques-uns de niveau 2. Tout incident est obligatoirement déclaré à la DGSNR.

Dans le cadre des études liées à la protection des

centrales, des tests pratiques ont été réalisés avec des armes conventionnelles (roquettes, charges creuses...) et des simulations sur des impacts plus lourds (avions). Ces études ont été complétées après les événements du 11 septembre. Selon les calculs menés aux États-Unis, l'impact d'un gros avion civil chargé de kérosène mettrait le réacteur hors d'usage mais n'entraînerait pas de fuite radioactive vers l'extérieur. Même si le risque d'**attaque terroriste** existe, on peut penser, grâce à la protection existante autour du réacteur (enceintes en dôme conduisant plus à ricocher qu'à pénétrer) et à la densité des lignes haute tension dans tout le voisinage rendant l'accès difficile, qu'une attaque sur un site industriel classique, chimique par exemple, serait beaucoup plus dévastatrice.

L'évolution dans les puissances des réacteurs est allée de pair avec une sûreté croissante, notamment en ce qui concerne les enceintes de confinement : une dans les premiers réacteurs, passée à deux par la suite, en même temps que leur épaisseur augmentait. La sûreté a aussi progressé en ce qui concerne toutes les parties fragiles des centrales et en particulier les cuves en acier, les générateurs de vapeur dont plusieurs ont déjà été remplacés dans diverses centrales, les points singuliers des canalisations de gros diamètre, les couvercles (15 à 20 changés), etc.

À propos de sécurité : Tchernobyl

La catastrophe de Tchernobyl (Ukraine), le 26 avril 1986, a jeté l'opprobre sur le nucléaire alors que la catastrophe de Bhopal en Inde par exemple, qui a fait beaucoup plus de victimes, n'a pas eu autant de retentissement.

La technologie utilisée à Tchernobyl (RBMK), qui fonctionne encore dans plus d'une quinzaine d'autres centrales (2 de 1380 MWe en Lituanie et 15 en Russie totalisant plus de 10 000 MWe), emploie des tubes de

Niveau	Descriptif
7	Accident majeur. Effets étendus sur la santé et l'environnement.
6	Accident grave. Rejet important, susceptible d'exiger l'application intégrale des contre-mesures prévues.
5	Accident. Rejet limité, susceptible d'exiger l'application partielle des contre-mesures prévues. Endommagement grave du cœur et des barrières.
4	Accident. Rejet mineur. Exposition du public de l'ordre des limites prescrites. Endommagement important du cœur et des barrières.
3	Incident grave. Très faible rejet. Exposition du public représentant une fraction des limites prescrites. Contamination grave et effets sur santé travailleurs. Accident évité de peu, perte de barrières.
2	Incident. Contamination travailleurs. Défaillances importantes des dispositions de sécurité.
1	Anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé.
0	Écart. Aucune importance du point de vue de la sûreté.

Tableau 6. Échelle internationale d'évaluation de la gravité des événements (International Nuclear Event Scale, INES)

force (et non une cuve) renfermant la barre d'uranium et le liquide de refroidissement, qui peuvent risquer des problèmes de surpression. En outre, il n'y a pas d'enceinte unique de confinement autour du réacteur et la dalle en béton formant couvercle est très insuffisante. En fait, le vrai problème de ce type de réacteur est le contrôle du refroidissement, en raison de la présence de grandes zones d'instabilité dans le fonctionnement, et le découplage entre les fonctions de refroidissement (eau) et de modération (graphite).

Quelles que soient les insuffisances de ce type de réacteur, l'accident est dû à une erreur humaine, l'installation ayant été engagée dans des tests expérimentaux à risque insuffisamment maîtrisé. Il s'en suit que l'effort de transfert de technologie occidentale sur ce type de réacteur a beaucoup porté sur la neutronique du cœur, l'amélioration des circuits de contrôle, l'accélération des dispositifs d'arrêt en cas d'urgence et la formation des personnels. Les réacteurs type Tchernobyl ont été construits en Russie, Ukraine et Lituanie.

D'autres réacteurs, type VVER, ressemblent au type REP et on les trouve en Bulgarie, Finlande, Hongrie et en République Tchèque. Les tout premiers construits, de capacité 400 MWe, n'avaient pas d'enceintes de confinement. La seconde génération des 400 MWe et les plus gros (1000 MWe), construits ultérieurement, disposent d'une telle enceinte et ressemblent aux centrales REP installées en France. Dans le cadre de l'élargissement de l'Union européenne, l'amélioration des conditions de sûreté a fait partie des obligations à satisfaire.

Les réacteurs à neutrons rapides et surgénérateurs

Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) ont la capacité de transformer l' U^{238} non fissile (99,3% dans l'uranium naturel) en plutonium fissile qu'ils utilisent comme combustible. Huit cents kg de plutonium par an suffisent pour une puissance de 1200 MWe. Ils peuvent « brûler » les isotopes du plutonium issus du retraitement des combustibles REP et transmuter les autres actinides transuraniens (Np, Am, etc.), déchets radioactifs à vie longue ou déchets à vie courte. Le potentiel incinérateur de ces RNR, déjà expérimenté dans Phénix à Marcoule, est un des axes d'études préconisés par la loi Bataille du 30 décembre 1991. Cela n'est pas incompatible avec la fonction de production d'électricité.

Un RNR peut fonctionner en mode surgénérateur, régénérateur ou sous-générateur, suivant qu'il produit plus, autant ou moins de plutonium qu'il n'en consomme.

Phénix et le RNR de Creys-Malville (Superphénix) fonctionnaient en mode surgénérateur. En dehors de son rôle incinérateur, le surgénérateur présente un certain nombre d'avantages au niveau de son combustible, notamment la disponibilité d'une vaste ressource en U^{238} dans les stocks appauvris en U^{235} . Mais, en l'état actuel des expérimentations, l'électricité produite est encore 1,5 à 2,5 fois plus chère que celle produite dans les réacteurs REP.

La technologie à neutrons rapides, que l'on peut considérer comme maîtrisée, est celle qui doit normalement remplacer la filière REP à neutrons lents (thermiques) actuelle, pour des raisons d'abondance de ressource (U^{238}/U^{235}) et d'aptitude à produire moins de déchets ultimes à vie longue par kWh fourni. Les premiers tests de réacteurs à neutrons rapides et refroidissement au métal liquide remontent aux années 50 (réacteur EBR).

Le CEA, très tôt, a également jugé nécessaire de faire la démonstration de cette filière devant prendre la suite des REP à uranium 235 enrichi. D'où le prototype Phénix à Marcoule, puis le lancement du pilote industriel Superphénix à Creys-Malville (1200 MWe) dont la production d'électricité a été arrêtée en 1996 et le démantèlement commencé en 1998. Le réacteur de Monju (Japon) est un réacteur de démonstration de 300 MWe. Il y a aussi des RNR en Russie, en Inde (500 MWe en cours de construction près de Madras) et, bientôt, en Chine.

L'arrêt du pilote industriel de Creys Malville, après qu'on ait envisagé d'utiliser cette installation pour démontrer la transmutation, donne un coup d'arrêt au développement de la filière surgénératrice dans laquelle la France disposait d'une avance certaine. Le remplacement à terme de la filière REP repose, comme nous l'avons dit, principalement sur le coût du kWh produit. Les experts prévoient que ce remplacement devra se faire à l'échelle de quelques décennies à un siècle, donc dans un délai court. Quels que soient les options politiques qui présideront aux choix énergétiques des années 2020 à 2050, le nucléaire sera amené à y jouer une part, avec la croissance des besoins énergétiques et la décroissance des ressources fossiles. Il paraît donc regrettable de pénaliser un pan d'option industrielle possible par des considérations non techniques, ce qui ne préjuge en rien de l'ampleur que cette option pourra prendre dans le futur.

Pour l'immédiat, on se limite à faire redémarrer Phénix (250 MWe) pour tester la faisabilité de la transmutation des déchets à vie longue, l'une des options à évaluer avant 2006 comme suite à la loi Bataille (1991). En tout état de cause, il sera coûteux d'éliminer des actinides par cette voie, sans produire de l'électricité.

Le réacteur hybride (ou ADS = *Accelerator Driven System*) du professeur Rubbia (le « Rubbiatron ») en est au stade du concept expérimental. Il fonctionne de façon légèrement sous-critique et par suralimentation en neutrons rapides issus d'une cible bombardée par protons accélérés à très haute énergie. Il se prêterait bien à la transmutation des actinides mineurs par une gestion appropriée de la population des neutrons retardés qui servent au contrôle. La faisabilité de ce type de réacteurs reste encore à démontrer car le coût de cette filière est encore plus élevé que celui de la filière à neutrons rapides. Peut-être l'incinération d'actinides par cette voie est-elle envisageable.

European Pressurized Reactor (EPR)

EdF a annoncé le 21 octobre 2004 le projet d'implantation sur le site de Flamanville (Manche) du premier réacteur de 3^{ème} génération en France, l'EPR, confirmant l'orientation de maintenir ouverte l'option nucléaire dans la politique énergétique de la France. Le début des travaux est prévu en 2007 et la mise en service en 2012.

Pourquoi une décision dès maintenant alors que la première phase du renouvellement du parc actuel débutera vers 2020 ? Une position d'attente présenterait des avantages pour EdF : période sans investissements et donc de gains accrus. Mais EDF estime que, pour pouvoir prendre une décision sereine, en 2015, de renouvellement d'une partie du parc nucléaire actuel, un retour d'expérience de quelques années est nécessaire. Cette décision permet en outre d'étaler les investissements dans l'EPR avant que les réacteurs de la 4^{ème} génération n'atteignent le stade industriel, au plus tôt semble-t-il vers 2035-2040.

Pourquoi l'EPR, réacteur à eau sous pression comme les REP actuels ? Pour une question de date (cf. ci-dessus) mais aussi pour la sûreté et l'économie. La genèse du projet d'EPR est en effet l'aboutissement de trois démarches parallèles : 1) de coopération industrielle franco-allemande – d'où la création de Framatome ANP (66% Areva, 34% Siemens) -, 2) des Autorités de sûreté qui ont renforcé les spécifications sécuritaires et 3) des compagnies européennes d'électricité.

L'EPR est un concept « évolutionnaire », souhaité par les Autorités de sûreté pour bénéficier au maximum du retour d'expérience, et qui est une combinaison améliorée des modèles les plus modernes en service en France (REP N4) et en Allemagne (Konvoi). En matière de sécurité, sa conception élimine les accidents avec relâchements de radioactivité, divise par 10 la probabilité, déjà infime, de fusion du cœur et, dans ce cas, réduit considérable-

ment les mesures de protection des populations hors du site dans le temps et l'espace, et enfin, accroît fortement la protection contre les conséquences d'une chute d'avion ou d'une agression. Sur le plan économique, la simplification de la maintenance, la durée de vie de 60 ans, la puissance (1600 MWe), une meilleure utilisation du combustible, et une disponibilité de 91% le rendent très compétitif par rapport aux autres centrales, malgré un coût estimé, pour le 1^{er} EPR, à 3 milliards d'euros.

L'EPR pérennisera les compétences de la France, un des rares pays dotés d'une industrie nucléaire complète et confortera ainsi la compétitivité et la sûreté du parc actuel.

Les réacteurs de 3^{ème} et 4^{ème} génération

Les réacteurs de **génération III** devraient être disponibles industriellement à l'horizon 2010. Ils intègrent des développements réalisés à partir des réacteurs à eau légère existants (pressurisés ou bouillants) et auront une puissance supérieure ou égale à 1000 MWe. On peut ainsi distinguer :

- réacteurs pressurisés :
 - EPR, AP 600 et AP 1000, VVER AES 92 ;
 - AP 1400 ;
- réacteurs bouillants :
 - ABWR ;
 - SWR 1000, ESBWR.

L'appellation « **Génération IV** » mérite d'être précisée car certains médias l'emploient parfois à tort pour parler de la fusion nucléaire qui, si on arrive à la maîtriser, ne pourra être opérationnelle avant, au plus tôt, la deuxième moitié du XXI^e siècle (cf. ci-dessous). Il ne s'agit pas non plus des réacteurs « hybrides » à l'étude, qui seraient capables, en associant un accélérateur de particules et un réacteur sous-critique, de transmuter les actinides même hautement radioactifs (américium, neptunium, curium).

Ces réacteurs de quatrième génération sont des projets prévus pour être construits dans la période 2040-2060. Avant leur conception industrielle, des recherches et développements et la réalisation de démonstrateurs sont encore nécessaires, auxquelles participent de nombreux pays dans le cadre du Forum international « *Generation IV* » : États-Unis, France (CEA, CNRS...), Japon, République de Corée, Royaume-Uni, Suisse, Canada, Afrique du Sud, Argentine, Brésil, et Euratom.

Six concepts ont été sélectionnés sur des critères de durabilité, de moindre consommation de combustible,

d'un impact minimum des déchets, de sécurité et de faisabilité économique. Les diverses filières retenues mettent l'accent, majoritairement, sur la meilleure utilisation des ressources en uranium et en thorium et la nécessité de brûler l'essentiel des déchets grâce, en particulier, aux neutrons rapides. Ces six concepts sont présentés ci-dessous :

- **réacteur à neutrons rapides à caloporteur hélium**, qui profitera des progrès réalisés sur la partie concernant la conversion d'énergie (cycle direct avec turbine à gaz) des HTR. Un grand effort de R&D est nécessaire pour définir le cœur, le combustible et son cycle fermé sur le site d'exploitation de la centrale ;
- **réacteur à neutrons rapides à caloporteur sodium liquide**, qui bénéficiera du retour d'expérience d'exploitation des prototypes français, russe et japonais. Le cycle du combustible sera fermé, éventuellement sur le site de la centrale ;
- **réacteur à neutrons rapides à caloporteur plomb ou plomb-bismuth liquides** ; il est fondé sur le retour d'expérience d'exploitation de réacteurs de sous-marins russes au plomb/bismuth. Ces réacteurs sont prévus avec un cycle du combustible fermé, voire sur le site d'exploitation de la centrale ;
- **réacteur à très haute température et à spectre thermique** : il est dédié aux applications non électrogènes. Le cycle du combustible est ouvert. Ce concept bénéficiera des études réalisées pour le développement des HTR ;
- **réacteur à eau supercritique**, présenté avec les deux options, à spectre thermique et rapide et à cycle ouvert et fermé. Bien qu'il s'agisse d'un réacteur à eau légère, tout est à définir pour la partie primaire, compte tenu d'une pression et d'une température élevées ;
- **réacteur à sels fondus et à spectre thermique avec un cycle du combustible au thorium fermé**. Ce concept profite d'un retour d'expérience américain. Tout est à définir concernant le traitement en ligne du combustible sur le site d'exploitation de la centrale.

Les trois premiers concepts traduisent la conviction que les réacteurs à neutrons rapides auront un rôle important dans le développement durable et que leur perspective de déploiement industriel ne peut pas reposer sur le pari d'une seule technologie.

La production d'hydrogène est reconnue comme un objectif majeur pour la quatrième génération et explique le choix d'un réacteur à très haute température en dépit d'un jugement moyen quant à sa contribution au développement durable, mais ce concept a aussi l'intérêt

de présenter une ligne technologique commune avec le réacteur rapide à gaz. L'eau supercritique et les sels fondus sont des concepts plus prospectifs, qui ont été retenus d'une part en raison de leur compatibilité avec des spectres rapides ou au moins durcis, et d'autre part pour conserver dans la sélection des concepts porteurs de recherche amont, donc en mesure de susciter de nouveaux progrès.

La filière HTR (*High Temperature Reactor*), réacteurs modulaires refroidis à l'hélium à haute température, équipés d'un système de conversion en cycle direct par turbine à gaz, se situe entre les générations III et IV. Le concept est connu et sa mise en œuvre devrait bénéficier des avancées technologiques sur les cycles à haute température classiques, mais présente encore des difficultés technologiques avant industrialisation.

Quelques mots sur la fusion nucléaire

De même que la fission d'un noyau lourd en deux atomes plus petits, la fusion de noyaux légers pour former un noyau plus lourd libère plus d'énergie par gramme de matière, à l'image de la bombe H (à hydrogène) par rapport à la bombe A (fission). La température exigée pour la fusion, de l'ordre de 100 millions de degrés, est fournie, dans la bombe H, par l'explosion d'une bombe à fission. Cette fusion existe naturellement dans le soleil et les étoiles, d'où l'énorme énergie solaire. Mais, dans le soleil, il s'agit de noyaux d'hydrogène formant de l'hélium, réaction « lente », ce qui assure encore au soleil 5 milliards d'années de « vie ». La réaction qu'on réussit à mener pour la production d'énergie utilisable par les hommes est celle de la fusion deutérium (isotope de l'hydrogène aux ressources illimitées) – tritium (obtenu à partir du lithium dont les ressources sont importantes).

Depuis les années 1950, on étudie en laboratoire les conditions qui permettraient de réaliser une fusion contrôlée des noyaux légers (deutérium et tritium) à l'échelle industrielle, de manière à récupérer la grande quantité d'énergie produite. La plupart des experts s'accordent à penser que, face au déclin prévu des sources d'énergie fossiles (quelques dizaines d'années pour pétrole et gaz, un siècle ou deux pour le charbon), la fusion nucléaire est une des solutions de rechange les plus probables, mais que ses applications industrielles ne verront pas le jour avant 50 ou 100 ans.

Au début de l'année 2003, l'ensemble des grandes puissances (États-Unis, Europe, Russie, Japon), conscientes du montant très élevé des investissements nécessaires (14 milliards d'euros dans un premier temps), ont décidé

de mettre en commun leurs moyens et leurs expériences respectives pour construire un réacteur à fusion nucléaire. Depuis, le projet ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*) a retenu l'attention des médias. Des quatre sites proposés au début (Canada, Espagne, France et Japon), deux ont été sélectionnés : Cadarache en France et Rokkasho-Mura au Japon, mais la décision finale reste à prendre. Dans la compétition, le site de Cadarache bénéficie de l'expérience française et de son environnement, mais certains lui reprochent d'être situé à proximité de la faille de la Durance, susceptible de réactivation sismique. Vu l'importance de l'enjeu, il apparaît que les considérations politiques jouent un rôle important, sinon déterminant.

Bien d'autres questions auraient pu être abordées à propos de l'industrie électronucléaire : coût réel de l'énergie électrique produite, transport des matières radioactives, effets sur la santé des rayons ionisants, etc. La bibliographie ci-dessous permettra au lecteur intéressé de compléter ce court panorama.

Pour en savoir plus

Sites internet :

- EDF : <http://nucleaire.edf.fr>
- Cea : www.cea.fr
- Cogema : www.cogema.fr
- Areva : www.areva.com
- Andra : www.andra.fr
- Sfen : www.sfen.org
- laea : www.iaea.org

Bibliographie :

- ANDRA, 2001 : Rétrospective sur l'état et la localisation des déchets radioactifs depuis 10 ans, 76 p.
- ANDRA, 2003 : La gestion des déchets radioactifs à l'étranger. Rapport interne, 196 p.
- Bacher P., 2000 : Quelle énergie pour demain ? Éditions Nucléon, 176 p.
- Bataille C., 1990 : Rapport sur la gestion des déchets nucléaires à haute activité. Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques. Rapport Assemblée nationale n°1839 et rapport Sénat n°184, 370 p.
- Bataille C., 1997 : L'évolution de la recherche sur la gestion des déchets nucléaires de haute activité. II. Les déchets militaires. Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST). Rapport Assemblée nationale n°541, rapport Sénat n°179, 156 p.
- Bataille C., Galley R., 1999 : Rapport sur l'aval du cycle nucléai-

re. II. Les coûts de production de l'électricité. OPECST. Rapport Assemblée nationale n°1359 et rapport Sénat n°195, 396 p.

- Bataille C., 2001 : Rapport sur les possibilités d'entreposage à long terme de combustibles nucléaires irradiés. OPECST. Rapport Assemblée nationale n°3101, rapport Sénat n°347, 264 p.
- Bataille C., Birraux C., 2003 : La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs. OPECST. Rapport Assemblée Nationale n°832 ; rapport Sénat n°290, 350 p.
- Bauquis P. R., 1999 : Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050. Revue de l'Énergie, 50 ans, n°509, septembre 1999, pp. 3-10. Voir aussi Actes des journées de l'énergie au Palais de la Découverte, 14-18 mai 2001, pp. 215-234.
- Birraux C., 1999 et 2000 : Contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires. Tomes I et II. OPECST. Rapports Assemblée nationale n°1496 (216 p.) et 2331 (148 p.), rapports Sénat n°285 et 316.
- CEA, 2003 : Informations sur l'énergie (96 p.). Elecnucl. Les centrales nucléaires dans le monde (78 p.).
- Coll., 2001 : Actes des journées de l'énergie au Palais de la découverte, 14-18 mai 2001, 256 p.
- Coll., 2003 : Les nouveaux chemins de l'énergie. Ed. Alphas, 400 p. (Débat national sur les énergies).
- CRIIRAD et A. Paris, 2002 : Contaminations radioactives : atlas France et Europe. Ed. Yves Michel, 196 p.
- DGEMP, 2001 : Le nucléaire en 110 questions. 3^{ème} édition, Documentation française, 214 p.
- DGEMP, 2002 : L'énergie. Ed. 2002, 207 p.
- Galle P., Paulin R., Coursaget J., 2003 : Données météorologiques et évaluation des risques en France lors de l'accident de Tchernobyl (26 avril 1986). Mise au point historique. C. R. Acad. Sci, Biologie 326, 699-715. Elsevier.
- IRSN, 2003 : Tchernobyl (21 p.). Le transport des matières premières (15 p.). La radioécologie (21 p.). Les déchets radioactifs (29 p.). Le radon (14 p.)
- Le Déaut, 1992 : Rapport sur la gestion des déchets très faiblement radioactifs. OPECST. Rapport Assemblée nationale n°2624, et rapport Sénat n°309, 2 tomes, 168 p. (+ annexes) et 226 p.
- Ngô C., 2002 : L'Énergie. Ressources, technologie et environnement. Dunod, 150 p.
- Rivasi M., 2000 : Les conséquences des installations de stockage des déchets nucléaires sur la santé publique et l'environnement. Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques. Rapport Assemblée nationale n°2257, du Sénat n°272, 470 p.
- Science et Vie, 2003 : Dossier 2003-2100 : le siècle du nucléaire. Tout sur les centrales de demain. Ce que va devenir le parc actuel. Les risques d'accident. Les déchets. Numéro 225 hors série, 160 p.
- Syndicat CFDT de l'énergie atomique, 1980 : L'électronucléaire en France. Seuil, 540 p.