
Les filières nucléaires

Pierre Bacher

Avril 2008



L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux. L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et économiques, chercheurs et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares think tanks français à se positionner au coeur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

ISBN: 978-2-86592-280-2
© Tous droits réservés, Ifri, 2008

IFRI
27 RUE DE LA PROCESSION
75740 PARIS CEDEX 15
TÉL. : 33 (0)1 40 61 60 00 - Fax: 33 (0)1 40 61 60 60
Email : ifri@ifri.org

IFRI-BRUXELLES
RUE MARIE-THÉRÈSE, 21
1000 - BRUXELLES, BELGIQUE
TÉL. : 00 + (32) 2 238 51 10
Email : info.bruxelles@ifri.org

SITE INTERNET : www.ifri.org

Sommaire

INTRODUCTION	2
LES CONTRAINTES COMMUNES	4
Sûreté et démonstration de sûreté	4
Les déchets à vie longue	6
La non-prolifération	8
Facteur humain et gouvernance	10
LES FILIÈRES NUCLÉAIRES.....	11
Généralités	11
Les technologies éprouvées : REP, REB, CANDU	13
Les réacteurs de génération IV	18
Quelques commentaires sur l'aval du cycle	25
La relève des générations.....	29
LES GRANDES MANŒUVRES INDUSTRIELLES AUTOUR DE LA GÉNÉRATION III	31
La demande	31
Les groupes industriels en présence	32
Les périmètres	35
La relance du nucléaire : y a-t-il des goulots d'étranglement ?	37
ÉNERGIE NUCLÉAIRE, ÉCONOMIE ET ENVIRONNEMENT	40
Les coûts de kWh	40
La valeur du plutonium	42
CONCLUSIONS.....	45
ACRONYMES	46
BIBLIOGRAPHIE	48

Introduction

L'énergie nucléaire s'est développée après la Seconde Guerre mondiale en plusieurs temps. Entre 1945 et 1955-1960, on assiste à ce qu'on peut appeler l'ère des pionniers, au cours de laquelle toutes les voies possibles ont été explorées, essentiellement aux États-Unis et en URSS. Il est remarquable que le premier réacteur à produire de l'électricité a été un réacteur rapide refroidi au sodium, Russe. Puis on a vu apparaître des réacteurs produisant entre 100 et 300 MW, puissance importante pour l'époque : réacteurs utilisant de l'uranium naturel¹ dans les pays ne disposant pas de capacités d'enrichissement de l'uranium (Canada, Grande Bretagne, France) et de l'uranium enrichi aux États-Unis et en URSS². Ces réacteurs dits de « Génération I » ont le plus souvent continué à produire de l'électricité jusque dans les années 1980. Dès la fin des années 1960, on entre dans une phase de développement très rapide de réacteurs de grande puissance (600 à 1 000 MW), pour l'essentiel des REP, des REB et des RBMK. On entrait alors dans une phase de maturité industrielle, considérée aujourd'hui comme la Génération II du nucléaire. Trente à quarante ans plus tard, le paysage n'est pas fondamentalement différent, à l'exception de l'abandon des RBMK par les Russes, conséquence de la catastrophe de Tchernobyl ; mais ces 30 à 40 ans d'expérience ont permis de progresser, notamment en matière de sûreté, de disponibilité et de tout ce qui touche au combustible, débouchant sur des projets de « Génération III ». On estime généralement que le besoin de réacteurs capables de brûler l'uranium 238 (ou le thorium) et de produire beaucoup moins de déchets se fera sentir dans 30 à 40 ans : arrivera alors la « génération IV ».³

Ancien directeur technique et directeur délégué de l'Équipement (EDF), Pierre Bacher est l'auteur de Quelle énergie pour demain ?, Paris, Nucléon, 2000, et L'énergie en 21 questions, Paris, Odile Jacob, 2007.

¹ Réacteurs modérés à l'eau lourde au Canada, au graphite en Grande Bretagne et en France. On notera aussi l'intérêt porté aux réacteurs surgénérateurs, seuls capables de « brûler » l'uranium 238 : c'est pour cette qualité que la France construisit PHENIX, réacteur surgénérateur produisant 250 MW, encore en service aujourd'hui.

² Réacteurs à eau sous pression (REP) et à eau bouillante (REB), et réacteurs modérés au graphite et refroidis à l'eau bouillante (RBMK). Très tôt, les constructeurs américains, soutenus par leur gouvernement, ont vendu des REP et des REB en Europe (France, Italie, Espagne et Allemagne).

³ Il faut avoir conscience que les générations successives en fait se chevauchent : les derniers réacteurs de Génération I étaient encore en service 20 à 30 ans après le

Le présent article décrit les différentes filières en démarrant avec la Génération II, développe particulièrement le démarrage de la Génération III – actualité oblige – et évoque les enjeux de la génération IV. Certains ont cru devoir opposer les filières ou les générations les unes aux autres, notamment en minimisant les améliorations de la génération III par rapport à la génération II ou en attendant monts et merveilles de la génération IV⁴ (rendant d’ores et déjà obsolète la génération III). Dans une première partie (chapitre 2), nous donnons au lecteur quelques clés lui permettant de se faire sa propre opinion. Le chapitre 3 décrira plus en détail les différentes filières et générations. Le chapitre 4 abordera les grandes manœuvres industrielles autour de la génération III et, pour terminer, le chapitre 5 donnera quelques points de repères économiques, tenant compte, pour les différents moyens de produire de l’électricité, des externalités dues à la protection du climat.

début de la Génération II, il en sera de même pour ceux de Génération II, et il est fort possible que vers 2040 on commande simultanément des réacteurs générations III et IV.

⁴ Selon le slogan « simpler, safer, cheaper » (plus simple, plus sûr, moins cher)

Les contraintes communes

Sûreté et démonstration de sûreté

Les filières nucléaires ont pour vocation première la production d'énergie électrique, avec la sûreté comme condition impérative. Cette condition a conduit dans le passé à écarter a priori certaines voies intéressantes sur le plan neutronique mais intrinsèquement dangereuses : par exemple, lorsqu'elles risquaient de mettre en contact, à l'intérieur même du réacteur, des matériaux susceptibles de provoquer une explosion (eau lourde, le meilleur modérateur, et sodium, le meilleur caloporteur) ou lorsque le réacteur était instable. C'est cette condition qui a conduit dans les années 1970 à l'abandon du concept de réacteur modéré à l'eau lourde et refroidi à l'eau ordinaire bouillante, et qui aurait dû – pour les mêmes raisons – écarter le RBMK (notamment Tchernobyl) tel qu'il a été conçu. Seules seront examinées ici des filières remplissant de telles conditions de sûreté.

L'évaluation de la sûreté et, plus encore, une démonstration compréhensible même pour les non-spécialistes sont des exercices difficiles. L'une comme l'autre font appel, depuis une trentaine d'années, à deux approches moins concurrentes que complémentaires : l'évaluation probabiliste quantitative des risques d'accidents et de leurs conséquences, et une évaluation plus qualitative de la robustesse de l'installation.

La première approche – outil méthodologique puissant – est considérée aujourd'hui comme indispensable, tant pour le concepteur que pour l'analyste de sûreté. Elle se heurte cependant à deux difficultés :

- au niveau de l'analyse, aux difficultés d'évaluation de la probabilité d'événements extrêmement rares ou imprévisibles (tremblements de terre plus violents que ceux jamais observés, actes de terrorisme...) et de la prise en compte du facteur humain dans la conduite de l'installation
- au niveau du citoyen, le manque de « culture probabiliste » c'est-à-dire d'appréciation du risque. L'attitude la plus fréquente se caractérise à la fois par

l'exigence d'un risque nul et la certitude que le risque nul n'existe pas. La mesure du risque en termes de probabilités n'est pas encore largement répandue.

À titre d'exemple, les études probabilistes conduites par l'autorité de sûreté américaine dans les années qui ont suivi l'accident de Three Mile Island ont montré que les dispositions prises par les exploitants avaient effectivement réduit de 1 à 2 ordres de grandeur la probabilité qu'il y ait un accident de fusion de cœur, et d'environ un ordre de grandeur les quantités de produits radioactifs susceptibles d'être relâchées à la suite d'un tel accident. Les objectifs imposés par les autorités de sûreté allemande et française pour le projet EPR se traduisent par une diminution supplémentaire d'un facteur 3 ou 4 de la probabilité d'accident grave et d'un ordre de grandeur des conséquences d'un tel accident. Il s'agit, dans un cas comme dans l'autre, d'améliorations très importantes de la sûreté.

La deuxième approche est qualitative. Ayant défini les grands objectifs de la sûreté qui découlent de la spécificité de l'énergie de fission, on applique une démarche dite de défense en profondeur. Les trois grandes questions de sûreté sont les suivantes (encadré) :

Encadré 1 - Les trois fonctions de sûreté

- Le contrôle de la réaction en chaîne.
- L'évacuation à tout moment de l'énergie produite dans le cœur, production qui se poursuit à hauteur de quelques % après l'arrêt de la réaction en chaîne (on parle alors de puissance résiduelle).
- Le confinement de la radioactivité, l'essentiel de celle-ci étant due aux produits de fission formés dans le combustible.

La défense en profondeur consiste à disposer de plusieurs « lignes de défense » vis-à-vis des agressions pouvant affecter l'un ou l'autre des éléments permettant d'atteindre les objectifs de sûreté. On disposera ainsi de plusieurs moyens d'arrêter la réaction en chaîne, de systèmes redondants et diversifiés d'évacuation de la puissance résiduelle, de plusieurs barrières entre les produits radioactifs et l'environnement. On s'efforcera de rendre ces différents moyens aussi indépendants que possible les uns des autres, et de prévoir pour chacun d'entre eux une surveillance permanente ou périodique destinée à garantir sa disponibilité.

Étant par nature qualitative, cette deuxième approche, très utile, n'est pas suffisante pour une évaluation quantitative de la sûreté. Elle semble par contre plus facile à comprendre par le public.

Enfin, tout aussi important pour la sûreté, est le comportement des hommes en charge de concevoir, construire, exploiter et contrôler les installations.

Certaines filières sont-elles « plus sûres » que d'autres ? Il est difficile, voire hasardeux, de répondre à une telle question dès lors qu'ont été écartées les filières « intrinsèquement non sûres », du fait soit des matériaux qu'elles utiliseraient soit de leur instabilité. Trois rapports publiés par l'International Safety Assessment Group (INSAG) peu après la catastrophe de Tchernobyl [1, 2, 3]⁵ proposent à la communauté internationale des principes de sûreté déjà en usage ou recommandés dans les pays occidentaux : des objectifs probabilistes (moins d'une chance sur 100 000 d'accident affectant l'intégrité du cœur, moins d'une chance sur un million de rejets radioactifs importants) ; une démarche de défense en profondeur ; et les bases de la « culture de sûreté ». Toutes les filières évoquées ici sont capables d'atteindre ces objectifs probabilistes et appliquent les principes de la défense en profondeur. Les promoteurs de certaines filières nouvelles affirment pouvoir faire beaucoup mieux, mais force est de constater que la crédibilité de probabilités calculées d'accidents, sensiblement inférieures à un sur un million, reste à démontrer. Les arguments de sûreté « intrinsèque » ou de sûreté « passive », parfois invoqués, doivent également être pris avec de grandes précautions⁶.

Les déchets à vie longue

Tous les réacteurs de puissance produisent des radionucléides de deux natures :

- Des produits de fission, issus de la fission des matériaux fissiles, en quantités pratiquement

⁵ Les numéros entre crochets renvoient à la bibliographie, qui se trouve à la fin du document [NDLR]

⁶ Un exemple simple permet de comprendre pourquoi : l'arrêt de la réaction en chaîne est généralement assuré par la chute gravitaire de barres absorbant des neutrons, chute provoquée par une coupure de l'alimentation électrique ; la gravité était considérée comme assurant une sûreté « intrinsèque » et la perte d'alimentation électrique comme une cause « passive » de chute des barres absorbantes. Une analyse plus poussée a montré qu'il fallait être plus exigeant : s'assurer qu'aucun obstacle ne pouvait s'opposer à la chute des absorbants (ce qui passe par des essais périodiques de bon fonctionnement), et s'assurer que l'ordre de couper le courant serait convenablement élaboré (ce qui a conduit à diversifier les moyens d'élaboration). L'approche initiale était justifiée tant que l'on visait une probabilité d'accident de 1 pou 10 000, elle ne l'est plus lorsque l'on vise 1 sur 1 000 000.

proportionnelles à l'énergie fournie quelle que soit la matière fissile (uranium ou plutonium)

- Des actinides issus de l'absorption de neutrons dans les matériaux fertiles (^{238}U ou ^{232}Th) associés aux matériaux fissiles ; ces actinides absorbent eux-mêmes des neutrons, certains sont fissiles, et tous sont instables et émettent des particules α ou β .

Les déchets nucléaires sont constitués de l'ensemble des éléments non recyclés dans les réacteurs, c'est-à-dire :

- La totalité des produits de fission
- La totalité des actinides et de leurs descendants lorsque le combustible n'est pas retraité, ou seulement les actinides non extraits (et leurs descendants) lorsqu'il y a retraitement.

La radioactivité des déchets nucléaires due aux radionucléides, isotopes radioactifs de ces éléments, entraîne deux conséquences :

- Un dégagement de chaleur, important en début de vie et décroissant progressivement
- Des effets potentiels sur la santé au cas où des substances radioactives seraient ingérées ou inhalées par l'homme.

Les déchets sont conditionnés afin d'assurer le confinement de la radioactivité, conditionnement qui doit être conçu pour résister au dégagement de chaleur dans les conditions d'entreposage et de stockage.

Les périodes radioactives des différents radionucléides sont extrêmement variables, allant de la fraction de seconde à des millions d'années. En pratique, les durées de refroidissement des combustibles usés avant tout transport étant de plusieurs années, seules les périodes supérieures à un an environ sont à prendre en considération⁷. Globalement, la radioactivité des déchets décroît très fortement au cours du temps. Mais comme elle est très forte au départ, elle demeure significative même après des milliers d'années.

En pratique :

- Les produits de fission jouent un rôle dominant, quels que soient les filières et le traitement des combustibles usés, pendant les 2 à 3 premiers siècles

⁷ On se souviendra qu'au bout de 10 périodes, la quantité d'un radionucléide est divisée par 1000 (2^{10})

(radioactivité, charge thermique) et à très long terme, au-delà de 100 000 ans (risques de retour vers l'homme de la radioactivité de quelques produits de fission à vie très longue)

- Pour les filières à base d'uranium, **sans retraitement**, le plutonium conditionne la durée pendant laquelle il faut refroidir les déchets ainsi que le dimensionnement du stockage ; il domine également la radioactivité des déchets au moins jusqu'à 100 000 ans.
- Pour les filières à base d'uranium **avec retraitement**, seuls interviennent dans les déchets quatre radionucléides : ^{241}Am pour le dimensionnement thermique du stockage, ^{243}Am et ^{245}Cm entre 1 000 et 100 000 ans, et ^{237}Np au-delà de 100 000 ans.
- Pour les filières à base de thorium (qui nécessitent toujours un retraitement), seuls les produits de fission et ^{233}U jouent un rôle important dans les déchets.

Les études de filières de réacteurs devront de plus en plus tenir compte des quantités de déchets nucléaires qu'elles produisent et des conséquences de la nature de ces déchets pour les durées d'entreposages et le dimensionnement des stockages.

La non-prolifération

Les risques de prolifération nucléaire doivent être examinés sous le double aspect des moyens techniques utilisables pour se procurer la matière fissile nécessaire et des moyens politiques et techniques de contrôle.

Les moyens utilisables pour se procurer la matière fissile peuvent être classés par ordre de difficulté croissante :

- Le moyen le plus facile de se procurer la matière nécessaire à la confection d'une bombe est l'enrichissement de l'uranium. Cette opération, qui utilisait la voie complexe de la diffusion gazeuse il y a 50 ans, peut être réalisée beaucoup plus aisément aujourd'hui par ultra centrifugation. Un raccourci consiste à récupérer l'uranium très enrichi utilisé dans les combustibles des réacteurs de recherche : c'est pour limiter ce risque que les Américains ont décrété un embargo sur les combustibles enrichis à plus de

20 %, règle généralement appliquée aujourd'hui (il y a cependant quelques exceptions).

- Un moyen plus difficile est celui mis en œuvre par la Grande-Bretagne et la France dans les années 1950⁸ : produire du plutonium dans des réacteurs « brûlant » l'uranium naturel à des taux d'irradiation très faibles, permettant de produire du plutonium de qualité militaire. L'extraction du plutonium nécessite des installations complexes de retraitement.
- Les grands réacteurs de puissance utilisant de l'uranium enrichi sont particulièrement mal adaptés à la production de plutonium militaire, car il faudrait limiter très fortement l'irradiation du combustible et le retraiter. Ce ne serait pas impossible, mais ce serait une opération de grande ampleur, très onéreuse et difficile à cacher.

Face aux risques de prolifération nucléaire, l'Organisation des Nations unies et la plupart des pays ont adopté le Traité de non-prolifération (TNP). Les pays signataires s'engagent à accepter le contrôle par l'Agence internationale de l'énergie atomique de leurs installations nucléaires et des matières fissiles en leur possession (seuls les 5 membres permanents du Conseil de Sécurité, qui possédaient déjà l'arme nucléaire lorsque le traité a été signé, conservent le droit de ne pas soumettre leurs programmes militaires au contrôle de l'AIEA).

Les contrôles menés par l'Agence internationale de l'énergie atomique sont sans aucun doute difficiles lorsqu'il s'agit de petites installations telles que de petites unités d'enrichissement de l'uranium. En revanche, ils sont efficaces pour les grandes installations de retraitement du combustible et pour les réacteurs de puissance. Plus préoccupant est le cas des pays qui n'ont pas signé le Traité de non-prolifération ou qui décident d'en sortir. Mais les risques correspondants de prolifération ne sont pas directement liés à l'utilisation de l'énergie nucléaire aux fins de production d'électricité. Les quelques pays qui ont développé leurs propres armes l'ont d'ailleurs tous fait en mettant en œuvre les moyens spécifiques évoqués plus haut.

En définitive, on retiendra comme principales contraintes liées à la non-prolifération d'éviter les filières qui, à un stade ou à un autre de leur cycle du combustible, permettraient d'isoler une matière fissile telle que l'uranium enrichi à plus de 20 % en ²³³U ou ²³⁵U ou du plutonium de qualité militaire.

⁸ Et peut-être la Corée du Nord jusqu'à récemment

Facteur humain et gouvernance

On a déjà dit que le risque nul n'existe pas. Il est donc essentiel que la conception des installations facilite le travail des hommes, que ceux-ci soient entraînés à faire face à des situations imprévues et que l'organisation encourage et développe la vigilance à tous les niveaux. Il est également essentiel, pour que le citoyen ait confiance dans le système mis en place, que la transparence de l'information soit garantie.

À la suite des accidents de Three Mile Island aux États-Unis et de Tchernobyl en URSS, le concept de « culture de sûreté » a été développé et largement mis en œuvre dans l'ensemble de l'industrie nucléaire. Les exploitants nucléaires, notamment, ont entrepris d'échanger leurs meilleures pratiques et de s'informer sur tous les incidents significatifs, au sein de la World Association of Nuclear Operators (WANO) ; les autorités de sûreté des différents pays ont, elles aussi, établi des relations étroites qui faisaient défaut entre l'Est et l'Ouest avant la catastrophe de Tchernobyl ; et l'AIEA a fait adopter par l'ensemble des pays nucléaires un ensemble de principes et de règles de sûreté communs. Des règles communes de transparence ont également été définies et sont aujourd'hui largement respectées

Les filières nucléaires

Généralités

L'expérience acquise lors de la construction et, surtout, de l'exploitation des centrales nucléaires est un élément essentiel dans l'évaluation de leurs performances, de leurs avantages et de leurs problèmes éventuels. Ceci conduit naturellement à grouper les différentes filières en fonction de leur maturité et du niveau de l'expérience acquise : filières éprouvées (essentiellement les filières à eau), filières bénéficiant d'une certaine expérience à l'échelle industrielle (réacteurs à neutrons thermiques à haute température ou HTR, réacteurs à neutrons rapides à sodium liquide), et filières qui en sont encore à l'état de concept, même si certaines d'entre elles ont pu faire l'objet, dans les années 1950 ou 1960, d'expériences plus ou moins poussées (sels fondus, réacteurs sous critiques pilotés par accélérateurs, cycle thorium...).

D'autre part, pour bien comprendre les enjeux des différentes filières, il est aujourd'hui indispensable de situer leurs performances en matière d'utilisation des ressources naturelles en matière fissile (^{235}U) et en matières fertiles (^{238}U et ^{232}Th) et en matière de gestion des déchets (notamment les actinides mineurs). On peut classer les filières en fonction de leurs caractéristiques dans ces deux domaines, en distinguant les filières à uranium et celles à thorium.

Les *filières à base d'uranium* produisent et consomment du plutonium et d'autres actinides, dits mineurs parce qu'en quantités beaucoup plus faibles. Il est assez commode de classer ces filières en fonction des rôles joués d'une part par le plutonium, d'autre part par les actinides mineurs (encadrés 1 et 2) :

Encadré 2 - Les filières à base d'uranium et le plutonium

Les filières à neutrons thermiques qui fabriquent du plutonium : ce sont des filières brûlant de l'uranium faiblement enrichi en ^{235}U , telles que UNGG, REP, REB, CANDU ; une partie du plutonium produit y est brûlée, et une partie peut y être recyclée après avoir été séparée des combustibles usés.

Les filières à neutrons thermiques qui consomment du plutonium : ce sont des filières qui utilisent un combustible fortement enrichi en plutonium, telles que le HTR.

Les filières à neutrons rapides (RNR) qui, produisant pratiquement autant de plutonium qu'elles n'en consomment, et qui sont en fait les vraies machines « à brûler ^{238}U ».

Encadré 3 - Les filières à base d'uranium et les actinides mineurs

Les filières à neutrons thermiques produisent des actinides mineurs en assez grande quantité, car une fraction importante des neutrons disponibles est absorbée dans les noyaux lourds au lieu d'y produire des fissions.

Les filières à neutrons rapides produisent moins d'actinides mineurs, et peuvent même être agencées pour en détruire : elles se classent elles-mêmes en deux familles :

- les réacteurs critiques
- les systèmes hybrides, qui associent un réacteur « sous critique » et une source extérieure de neutrons.

Les filières à base de thorium produisent très peu d'actinides mineurs transuraniens, mais en produisent d'autres (^{232}U et ^{234}U , ^{231}Pa), non moins radiotoxiques à très long terme ; elles ont besoin d'être amorcées avec une matière fissile (^{235}U ou ^{239}Pu) mais, une fois amorcées, peuvent être autogénératrices, avec un cycle ^{233}U -thorium

La filière dite à « sels fondus » (le combustible est sous la forme de sel fondu) est à part : une partie du sel est extraite à intervalles réguliers pour en retirer les produits de fission, puis réintroduite. Les transuraniens⁹ sont en permanence sous flux neutronique, ce qui est favorable à leur destruction. Le retrait en ligne des produits de fission est évidemment favorable sur le plan neutronique. Il permet à cette filière d'être auto génératrice avec un spectre thermique.

Les technologies éprouvées : REP, REB, CANDU

La génération actuelle (dite aussi « génération II »)

Il y a dans le monde aujourd'hui environ 440 réacteurs électrogènes¹⁰. Mis à part une quarantaine de réacteurs modérés au graphite encore exploités en Grande Bretagne (graphite-gaz) et dans l'ex-URSS (RBMK), et 4 réacteurs à neutrons rapides refroidis par métal liquide, ils se répartissent en trois filières à eau (encadré) dont les parts respectives sont de 65, 25 et 10 %.

⁹ Les transuraniens sont les éléments de nombre atomique supérieur à celui de l'uranium (neptunium, plutonium, américium, etc.)

¹⁰ Les appellations "génération I, II, ..." ont été introduites récemment ; la génération 1 est celle des réacteurs électrogènes précurseurs (en France, UNGG et SENA) construits au début des années 1960 et généralement arrêtés aujourd'hui. Ce classement comporte un degré d'arbitraire, comme nous le verrons plus loin. Avant même la génération I, il y a eu la génération des « pionniers », avec de nombreux prototypes expérimentaux dont certains ont déjà produit de l'électricité.

Encadré 4 - Les trois filières de réacteurs à eau

Les réacteurs à eau pressurisée ou REP utilisent l'eau comme modérateur et caloporteur (à 2 exceptions près, en Argentine).

Les réacteurs à eau bouillante ou REB, tous à eau.

Les réacteurs canadiens dits CANDU, modérés et refroidis à l'eau lourde (D₂O).

Ces réacteurs sont tous basés sur des technologies développées dans les années 1960, et constamment améliorées depuis grâce à l'expérience acquise au cours de leur exploitation. L'accident de Three Mile Island, en 1979, a confirmé le bien fondé de la démarche générale de sûreté, les barrières successives permettant de protéger le personnel et la population alors même que le réacteur avait fondu. Mais cet accident a aussi produit de très nombreux enseignements, notamment sur les aides à apporter aux exploitants pour limiter les risques d'erreur humaine. Il a enfin conduit à développer des procédures permettant de faire face à des accidents encore plus graves que celui de TMI.

La durée de vie envisagée pour ces réacteurs lors de leur conception était de 40 ans. La durée effective dépendra en fait du vieillissement plus ou moins marqué des installations. Aujourd'hui, alors que les plus anciens ont atteint 30 ans et plus, notamment aux États-Unis, il est fortement question de prolonger leur existence jusqu'à 60 ans.¹¹

Il est remarquable que les réacteurs en service sont très généralement bien acceptés par les citoyens, notamment par ceux qui vivent à proximité. Même dans les pays qui ont décidé l'abandon du nucléaire, il n'est pas question d'abrégier leur durée de vie.

Le modèle N4 français (1 400 MW), construit à 4 exemplaires, préfigure déjà sur de nombreux points (notamment un contrôle commande informatisé) les réacteurs de génération III. Il en est de même d'un certain nombre de réacteurs commandés au cours des dix dernières années, notamment en Chine (les REP construits par AREVA ou par les Russes et les CANDU construits par les

¹¹ À l'été 2002, l'autorité de sûreté américaine (NRC) a accordé une licence d'exploitation jusqu'à 60 ans à 48 réacteurs et a en cours d'examen 12 autres demandes (sur un total d'environ 110 réacteurs en service) et une vingtaine d'autres sont attendues).

Canadiens), au Japon et à Taiwan (les ABWR construits par GE/TOSHIBA) ; un certain nombre de projets actuels (Bulgarie, Roumanie, Chine, Inde) sont encore de ce que l'on pourrait qualifier de « génération II+ »).

La « prochaine génération », dite « génération III » ou « génération III+ »

La plupart des constructeurs et des exploitants de réacteurs nucléaires¹² ont étudié à partir de la fin des années 1980 des projets qui répondent à des cahiers des charges¹³ intégrant l'ensemble des enseignements tirés de plus de 20 ans d'exploitation des réacteurs de génération II et de gestion de leurs combustibles.

Les objectifs fixés en matière de sûreté, de radioprotection, de disponibilité, de gestion des combustibles et de coûts sont ambitieux, mais ils correspondent très généralement aux meilleures pratiques observées dans le monde. Ils sont de ce fait jugés parfaitement accessibles.

Les projets sont nombreux (encadré) et impliquent tous les constructeurs mondiaux :

Encadré 5- Les projets de « génération III » et III+

Les projets franco-allemands (AREVA) :

– EPR, REP de 1 600 MW, et ses dérivés US EPR pour le marché américain et EPR 1 000 développé avec le Japonais MITSUBISHI.

– SWR 1000, REB de 1 100 MW (de forte inspiration SIEMENS).

Les projets américano-japonais :

– ABWR¹⁴, REB de 1 500 MW et ESBWR, REB de 1 100 MW de GE-HITACHI

– AP600 et AP1000 de TOSHIBA - W

¹² Les réacteurs de génération III et III+ diffèrent dans le degré de prise en compte des agressions externes et des accidents de fusion de cœur : le projet EPR, par exemple, conçu pour résister à la chute d'un avion militaire et pour éviter toute évacuation durable en cas de fusion du cœur, même à proximité du site, peut être classé III+... .

¹³ Les deux principaux cahiers des charges ont été développés par l'EPRI américain (Electricity Producers Research Institute) et par le groupement EUR des principaux électriciens européens [13].

¹⁴ Le fait que GE propose maintenant l'ESBWR laisse penser que l'ABWR serait plutôt de la génération II+ évoquée plus haut.

Les projets CE 80+, REP de 1 500 MW et BWR 90 de CE/ASEA¹⁵.

Le projet canadien ACR 700, réacteur modéré à l'eau lourde et refroidi à l'eau pressurisée, de 700 MW.

Plusieurs projets russes de 600 et 1 000 MW, dont le REP AES 92¹⁶

La plupart de ces projets visent de fortes puissances unitaires, pour des raisons économiques et, souvent, de disponibilité de sites¹⁷. Ils affichent tous des objectifs de coûts d'investissement compris dans la fourchette 1500 à 2000 €/ kw (hors intérêts intercalaires), et des coûts de l'électricité de l'ordre de 35 à 45 €/ MWh. On notera également la place importante occupée par les industriels japonais et par AREVA.

En dehors de l'ABWR, seuls deux de ces projets font l'objet de contrats fermes et de débuts de construction:

- L'EPR d'AREVA en Finlande, France et Chine (dans ces deux derniers pays, avec EDF).
- L'AP 1000 de TOSHIBA/W en Chine.

Les différents constructeurs tentent de se placer sur les marchés asiatiques, européens et américains dans la perspective d'une « renaissance du nucléaire ». :

- En Asie, outre AREVA et TOSHIBA/W, les Russes et GE/HITACHI n'ont pas dit leur dernier mot ; cette région du monde revêt une importance particulière car il n'y a jamais eu d'interruption des commandes dans cette région du monde (Japon, Taiwan, Inde et Chine) et de nouveaux pays se pointent à l'horizon (Vietnam, Indonésie).
- En Europe, plusieurs pays ont décidé de réexaminer l'option nucléaire, considérée comme indispensable pour tenir les engagements de réduction

¹⁵ Projets probablement abandonnés suite aux regroupements industriels qui ont affecté CE et ASEA. En revanche, les Coréens ont développé leur projet AKPWR 1400, dérivé du projet CE80+.

¹⁶ Il n'est pas certain que ces projets russes satisfassent à toutes les clauses des cahiers des charges des exploitants américains et européens.

¹⁷ Il est remarquable que les projets baptisés « 1000 » à l'origine se retrouvent pratiquement tous à l'arrivée dans une gamme de puissance 1100 à 1200 MW , et les projets « 1500 » dans une gamme de puissance 1600 à 1700 MW. Le slogan « small is beautiful » des années 80 n'a pas survécu aux dures réalités économiques.

des émissions de CO₂ dans l'atmosphère, ou pour remplacer des centrales anciennes, notamment le Royaume-Uni, la Suisse, la Belgique, et la plupart des nouveaux entrants d'Europe de l'Est (Lituanie, Pologne, Bulgarie, Roumanie, République Tchèque). AREVA, TOSHIBA/W (et les Russes dans les anciens pays de l'Est) sont les principaux candidats.

- Aux États-Unis, la relance du nucléaire reste suspendue au déblocage du projet de stockage des déchets de Yucca Mountain, mais le gouvernement américain, en certifiant plusieurs projets de génération III et les exploitants, en déposant des demandes d'autorisation de nouveaux projets (une trentaine prévus à ce jour), se préparent activement à une relance vigoureuse¹⁸. TOSHIBA/W, GE/HITACHI et AREVA sont tous les trois particulièrement actifs dans ce pays.

Les combustibles avancés

La gestion des combustibles est devenue une préoccupation majeure des exploitants nucléaires.

D'ores et déjà, dans les réacteurs actuels, les taux de combustion, à l'origine de 25 à 30 GWj / t ont atteint 45 ou 50, voire 60 GWj / t, divisant par 1,5 à 2 le nombre d'assemblages usés. Un objectif de 70 GWj / t n'est pas, a priori, hors de portée. La part du combustible dans le coût du MWh, grâce à ces progrès continus, est devenue largement inférieure à 10 €/ MWh.

Il est également possible de recycler du plutonium dans les réacteurs actuels, sans modifications importantes. Un tel recyclage est réalisé dans plusieurs pays européens (dont la France) et engagé au Japon. Pour des raisons de neutronique¹⁹, il n'est cependant pas possible de mettre beaucoup de plutonium dans chaque réacteur (environ 30 % des assemblages), ni de recycler le plutonium plus d'une fois, sauf à le diluer dans l'ensemble du combustible, ce qui majore fortement le coût de fabrication de celui-ci.

La plupart des projets de génération III et III+ offrent la possibilité de recycler des quantités plus importantes de plutonium. Parallèlement, des recherches se poursuivent pour développer des combustibles optimisés pour un tel recyclage ; en France : les combustibles CORAIL et APA sont en cours d'étude, mais sont

¹⁸ Anticipant sur ce redémarrage, 5 exploitants avaient autorisé, à fin 2007, l'approvisionnement de grosses pièces de forge pour les cuves de réacteurs (3 EPR et 2 ESBWR).

¹⁹ La neutronique est la physique des neutrons

encore loin d'avoir franchi l'étape décisive d'un assemblage prêt à mettre en réacteur.

En résumé, les réacteurs à spectre thermique et à faible enrichissement sont de gros producteurs et de piètres consommateurs de plutonium (environ 30 kg / TWh et 3 kg / TWh respectivement).

Les réacteurs de génération IV

La génération suivante de réacteurs [4] a une triple ambition :

- mobiliser efficacement les ressources d'uranium et, éventuellement, de thorium
- réduire autant que possible les déchets à vie longue, en particulier les actinides mineurs
- ouvrir de nouveaux débouchés à l'énergie nucléaire, notamment en répondant aux besoins de chaleur à haute température.

Un programme international de recherche et développement a été lancé, à l'initiative des Américains, chapeauté par le « Forum Génération IV » auquel participent la quasi-totalité des pays « nucléaires », dont la France, le Royaume-Uni et l'Union européenne.

On distinguera deux familles très différentes de projets, selon qu'elles disposent ou non d'une expérience industrielle.

Technologies non éprouvées mais disposant d'une expérience industrielle importante

Deux filières de réacteurs ont été développées jusqu'au stade de réacteurs électrogène de puissance, mais sans passer à un stade véritablement commercial : les réacteurs à neutrons thermiques à haute température refroidis par de l'hélium (HTR) et les réacteurs à neutrons rapides (RNR) refroidis par un métal fondu (encadré).

Encadré 6 - Les prototypes de HTR et RNR

Deux HTR électrogènes à neutrons thermiques de 250 à 300 MW ont été construits et exploités, l'un en Allemagne et l'autre aux États-Unis. Le combustible était à base de particules de UO_2 enrobées de carbures de silicium, diluées dans une matrice de graphite, et le gaz caloporteur de l'hélium. Ces deux réacteurs ont été arrêtés au bout de quelques années du fait de leur coût élevé d'exploitation et de divers problèmes techniques.

Six réacteurs à neutrons rapides électrogènes de 250 à 1 200 MW, refroidis par métal liquide ont été construits et exploités en Grande Bretagne (DOUNREAY), URSS (BN350 et BN600), Japon (Monju) et France (PHENIX et SUPERPHENIX), certains pendant plus de 20 ans. Quatre d'entre eux sont encore en service : PHENIX, MONJU, BN350 et BN600. Deux réacteurs sont en construction : BN800 en Russie et un 500 MW en Inde.

L'une et l'autre de ces filières bénéficient d'une expérience d'exploitation importante couvrant les concepts de base qui ont été validés. Les problèmes techniques mis en évidence, généralement sur des systèmes annexes²⁰, apportent des enseignements précieux aux concepteurs futurs. On note en particulier l'excellent comportement des combustibles.

²⁰ Aucun des incidents enregistrés n'a affecté les cœurs de ces réacteurs, ni leurs combustibles. Ils ont mis en évidence par contre leur sensibilité à des pollutions même minimales de leurs fluides de refroidissement (hélium pour les HTR, sodium pour les RNR), les difficultés d'effectuer des réparations à l'intérieur des cuves (difficultés d'accès, manque de visibilité) et des problèmes de fatigue ou de vieillissement prématuré de matériaux soumis à des températures élevées et variables, ...

Les réacteurs à haute température

Les HTR bénéficient aujourd'hui d'un regain d'intérêt, marqué par deux projets industriels (encadré) :

- Le projet **GT-MHR** de General Atomics, auquel participent les Russes et Framatome (2 à 300 MW).
- Le projet **PBMR**, animé par ESKOM en Afrique du Sud, auquel participe BNFL (100 à 150 MW).

L'un et l'autre de ces projets visent des réacteurs de puissance limitée et essaient de tirer parti de la robustesse du combustible à particules enrobées pour simplifier les systèmes de sûreté, notamment les systèmes d'évacuation de puissance résiduelle et les systèmes de confinement. On espère ainsi compenser au moins en partie le handicap économique de la faible puissance par rapport aux réacteurs à eau légère, tout en ayant un niveau équivalent de sûreté. On espère aussi atteindre des marchés inaccessibles aux très gros réacteurs du fait de l'insuffisance des réseaux de transport de l'électricité, pour lesquels ils ne seraient donc pas en concurrence. Cette gamme de puissance permet également de bénéficier des très grands progrès faits sur les turbines à gaz depuis une vingtaine d'années, et de compenser les surcoûts liés aux hautes températures par des gains sensibles sur les rendements.

Le projet GT-MHR vise aussi un autre objectif. Jouant sur le fait que les particules enrobées sont très stables et, de ce fait, difficiles à retraiter et, a priori, faciles à entreposer en l'état pour de très longues durées, il est conçu pour brûler ou dénaturer le plutonium militaire provenant du démantèlement des armes nucléaires. La difficulté de retraitement du combustible est un avantage lorsqu'on veut rendre le plutonium difficile d'accès ; mais si elle se confirmait, elle serait un lourd handicap pour la filière, la condamnant à des cycles ouverts de combustible, sans possibilité de récupérer les isotopes fissiles produits à partir des isotopes fertiles (^{238}U et thorium).

À plus long terme, ces concepts de réacteurs pourraient évoluer vers les très hautes températures (de l'ordre de 1 000 °C) nécessaires pour la production thermochimique de l'hydrogène et la synthèse de carburants liquides, et (ou) vers des spectres à neutrons rapides.

RNR à métal fondu

Alors que les réacteurs à eau sont de gros producteurs et les HTR à neutrons thermiques peuvent être de gros consommateurs de plutonium, les RNR en sont à la fois de gros producteurs et de gros consommateurs. Ils peuvent être conçus pour consommer autant de plutonium qu'ils en produisent, ou un peu plus, ou un peu moins : de fait ce sont des consommateurs de ^{238}U , l'isotope qui constitue 99,3 % de l'uranium naturel et qui n'est pas fissile dans les spectres thermiques. C'est là l'intérêt majeur de ces réacteurs dans une perspective de développement durable de l'énergie nucléaire. La

fermeture du cycle de combustible de PHENIX, avec retraitement du combustible et réemploi du plutonium, a démontré la faisabilité technique de ce concept.

Un intérêt second est leur capacité de brûler dans de bonnes conditions les isotopes pairs du plutonium (eux aussi non fissiles dans un spectre thermique) et les actinides mineurs. La réactivité chimique du sodium nécessite par contre de prendre des précautions particulières (circuit intermédiaire entre le circuit primaire et le circuit eau-vapeur) et complique la maintenance ; son opacité nécessite, quant à elle, le développement de méthodes nouvelles d'inspection des structures en contact avec le sodium.

L'abondance actuelle des ressources en uranium naturel à bas prix et la faiblesse relative des besoins tendent à décaler les projets de RNR au-delà des projets de HTR. Nous verrons cependant plus loin que les spectres rapides sont nécessaires pour la mise en œuvre de systèmes hybrides.

Technologies innovantes ou revisitées

De nombreux concepts de réacteurs ont été envisagés au début de l'énergie nucléaire, dans les années 1950, à l'époque des pionniers. Certains de ces concepts ont été poussés assez loin, jusqu'à la réalisation de réacteurs expérimentaux de quelques dizaines de MW thermiques et, parfois, de quelques MW d'électricité. Seuls ont survécu les concepts décrits dans les paragraphes précédents, tous les autres étant écartés soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons économiques. Aujourd'hui, certains de ces concepts sont « revisités » à la lumière des progrès technologiques réalisés depuis 50 ans et en fonction des perspectives qu'ils pourraient offrir, notamment en matière de développement durable et de gestion des déchets nucléaires (encadré).

Encadré 7 - Les concepts de réacteurs « revisités »

Les RNR refroidis par gaz

Les réacteurs à sels fondus

Le cycle thorium

Les systèmes pilotés par accélérateur

Les RNR refroidis par gaz

Le développement de RNR refroidis par gaz, extrapolation des HTR « classiques », a pour objectif de fournir une alternative aux RNR refroidis par métal liquide, en vue de valoriser ^{238}U et de brûler les actinides mineurs.

Une telle extrapolation rencontrera, *a priori*, de nombreux problèmes :

- la densité de matières fissiles doit être fortement augmentée (un facteur 100 environ), ce qui remet en question la structure même du combustible ;
- la densité de puissance du cœur doit aussi être très fortement augmentée, ce qui réduit d'autant l'inertie thermique du réacteur et nécessite des moyens sophistiqués d'évacuation de la puissance résiduelle ;
- la matière fissile n'est pas nécessairement dans sa configuration la plus réactive, ce qui nécessite de se protéger contre les accidents de criticité, comme dans les RNR à métal liquide.

Une étape intermédiaire, envisagée par le CEA, serait de se contenter d'un spectre neutronique intermédiaire entre le spectre thermique des HTR classiques et le spectre rapide. Les problèmes seraient plus faciles à résoudre et le concept pourrait présenter un intérêt réel.

Les réacteurs à sels fondus

Les réacteurs à sels fondus à neutrons thermiques ont fait l'objet de développements importants aux États-Unis dans les années 1960, allant jusqu'à la construction et l'exploitation pendant 4 ans d'un réacteur expérimental modéré au graphite de 7,5 MW thermique. Parallèlement, les procédés de traitement du sel fondu par voie pyrochimique étaient développés avec succès. Un projet de réacteur de puissance a été étudié, mais n'a pas eu de suite.

Le principal intérêt du concept de réacteur à combustible sous forme de sel fondu provient de la possibilité d'extraire en continu les produits de fission, ce qui permet de disposer de neutrons supplémentaires. Ceux-ci peuvent être utilisés pour améliorer l'utilisation de ^{238}U , pour incinérer des actinides mineurs, ou pour développer un cycle thorium/ ^{233}U auto entretenu dans un spectre thermique. On peut ainsi espérer réduire considérablement les quantités d'actinides mineurs envoyés aux déchets. En contrepartie, la gestion des produits de fission risque d'être plus difficile, car l'expérience américaine [5] a montré qu'une fraction non négligeable de ceux-ci se trouvait piégée dans le graphite qui, lui-même, doit être remplacé plusieurs fois au cours de la vie de la centrale ; ainsi, le volume total de déchets à haute activité risque d'être accru de façon notable.

Sur le plan de la sûreté, le confinement de la radioactivité peut s'avérer une difficulté majeure, déjà révélée dans le cas du tritium par l'expérience américaine. En effet, la première barrière traditionnelle (le gainage d'un combustible solide) n'existe pas. Le sel fondu, véhiculant la totalité de la radioactivité, circule dans le réacteur et dans l'installation de traitement ; compte tenu de la complexité de l'ensemble, la deuxième barrière peut poser de sérieux problèmes

d'étanchéité. Il en résulte que le confinement de la radioactivité repose pour l'essentiel sur la troisième barrière, celle-ci devant englober la totalité des installations recevant le sel fondu.

Un autre concept de réacteur à sel fondu, l'**AHTR**, a été proposé pour le programme **Génération IV**. Il s'agirait d'un réacteur à très haute température, à neutrons thermiques, refroidi par sel fondu, mais utilisant un combustible à particules enrobées analogue à celui des HTR. Selon ses promoteurs, il bénéficierait de l'expérience du combustible HTR, la compatibilité du sel fondu avec le graphite est démontrée par l'industrie de l'aluminium, et les matériaux nécessaires ont été expérimentés dans les années 1960 au cours du programme d'avion propulsé par l'énergie nucléaire. Un tel projet ne présenterait pas l'inconvénient évoqué ci-dessus pour le sel fondu contenant le combustible, mais les problèmes technologiques seraient a priori fort complexes.

Le cycle thorium

Le thorium (^{232}Th) est un matériau fertile, abondant dans la nature, qui donne par absorption d'un neutron ^{233}U , isotope fissile. Ce dernier est lui-même intéressant, car sa fission donne un peu plus de neutrons par neutron absorbé que celle de ^{235}U ou de ^{239}Pu dans un spectre thermique.

Ces différentes raisons ont conduit, dans les années 1950, à s'intéresser de près à la filière ^{233}U -thorium ; des combustibles ont été fabriqués et utilisés dans différents réacteurs, dont le REP expérimental américain de Shippingport, le HTR de Fort St. Vrain et le THTR allemand.

Malheureusement, l'émission de rayonnement γ de haute énergie (2,6 Mev) par les descendants de ^{232}U formé dans les combustibles recyclés pose de sérieux problèmes de radioprotection dans les installations de fabrication du combustible ; cet inconvénient est une des raisons qui ont fait préférer la filière uranium-plutonium²¹ (la raison principale étant qu'il fallait de toute façon amorcer une filière thorium avec le seul matériau fissile existant dans la nature, ^{235}U ; la filière thorium, contrairement à la filière uranium, ne peut donc pas se développer seule).

Au cours des dernières années, la filière thorium a fait l'objet d'un nouvel examen, à la fois parce que cette filière produit beaucoup moins de transuraniens et parce que les moyens de travail à distance ont fait des progrès considérables, limitant peut-être les inconvénients liés au rayonnement γ . Les résultats de ces études sont résumés dans [6]. Nous n'en retiendrons ici que les éléments essentiels :

²¹ cet inconvénient n'existe que dans la fabrication de combustible solide ; il est "noyé" dans le bruit de fond hautement radioactif d'une installation de retraitement intégré auprès d'un réacteur à sel fondu.

- la meilleure utilisation du thorium est dans les réacteurs à neutrons thermiques à sels fondus, ce qui permet un inventaire réduit en matière fissile, favorable aussi bien au niveau des ressources que de celui des déchets (minimisation de la production de ^{232}U par (n,2n), des pertes au retraitement, des conséquences de rejets accidentels, de la mise finale aux déchets) ; elle ne permet cependant pas de se passer de ^{235}U ou de Pu pour amorcer le cycle et n'élimine donc pas complètement les actinides mineurs ;
- un cycle Th-Pu dans un réacteur à neutrons rapides (critique ou sous-critique) permet de consommer deux fois plus de plutonium qu'un cycle U-Pu (grâce à l'absence de ^{238}U), et de produire des quantités importantes de ^{233}U ; une fois amorcé, le cycle ^{233}U -thorium peut être auto entretenu ;
- un doute sérieux subsiste sur la possibilité d'utiliser ^{233}U fortement enrichi ; si un enrichissement supérieur à 20 % était proscrit (pour des raisons de non-prolifération), on retrouverait des quantités non négligeables d'actinides dans le cycle uranium - thorium ;
- la radiotoxicité à long terme (10^3 ans et au delà) des déchets est dominée par ^{233}U résiduel et par plusieurs radionucléides : ^{231}Pa , ^{232}U , ^{234}U , ^{237}Np . Dans la plupart des cas étudiés, les cycles uranium-thorium aboutissent, au-delà de 10^4 à 10^5 ans, du fait de ^{233}U , à un inventaire de radiotoxicité qui peut être plus élevé que les cycles uranium-plutonium, à une époque où, toutefois, la radiotoxicité aura, dans tous les cas, fortement décréu ;
- un réacteur rapide ^{233}U -thorium serait un bon incinérateur d'actinides mineurs, mais le bénéfice du point de vue de l'inventaire de radiotoxicité des déchets enfouis ne serait pas significatif au-delà de 10^5 ans ;
- en revanche, le dégagement de chaleur des actinides produits dans les cycles à base de thorium est beaucoup plus faible que dans les cycles à base d'uranium ; il en résulte que le dimensionnement « thermique » du stockage n'est défini que par la puissance résiduelle des produits de fission, contrairement à la filière uranium - plutonium handicapé, au niveau des verres durant les premières décennies par des actinides à fort dégagement thermique (curium et, à un moindre degré, américium) ;

- une fois le thorium extrait de la mine, les descendants qui restent dans les résidus miniers décroissent très rapidement, au rythme de la période de 5,6 ans de leur tête de série, ^{228}Rd ; il s'ensuit que, contrairement à ce qui se passe avec l'extraction du minerai d'uranium, les résidus miniers du thorium ne posent pas de véritable problème de long terme ; par contre le thorium frais est contaminé au bout de plusieurs décennies par la réapparition de ses descendants (problème de radioprotection avec le γ de 2,6 MeV)

Les filières à base de thorium présentent donc des avantages certains et des inconvénients qui ne le sont pas moins. Il en résulte qu'il est peu probable qu'elles se développent tant que des besoins massifs en matériaux fertiles ne se feront pas sentir.

Les systèmes pilotés par accélérateur

Les réacteurs pilotés par accélérateurs (SPA)²², ou systèmes hybrides, couplent un réacteur sous-critique avec un accélérateur de protons capables, par spallation²³, de constituer une source de neutrons de haute énergie autour de 1 à 2 MeV). La réaction en chaîne est ainsi entretenue par la source extérieure et peut être modulée par celle-ci, et arrêtée par arrêt de l'accélérateur.

De tels systèmes avaient été imaginés il y a fort longtemps, mais le concept a été revisité récemment sous la double impulsion des progrès réalisés et espérés sur les accélérateurs, et de l'intérêt qu'ils pourraient présenter, notamment pour l'incinération des actinides mineurs, plus particulièrement de l'américium.

Quelques commentaires sur l'aval du cycle

Le plutonium

L'examen des différents systèmes nucléaires adaptés aux divers scénarios d'utilisation de l'énergie nucléaire a montré le rôle central du plutonium. En effet, celui-ci est à la fois :

- la matière fissile indispensable pour valoriser ^{238}U (et, le cas échéant, le thorium) dans la perspective d'un développement durable du nucléaire,

²² Souvent appelés par leur acronyme anglo-saxon ADS (Accelerator Driven System) ; nous avons choisi ici l'acronyme français SPA.

²³ Les protons de grande énergie arrachent des neutrons à une cible en métal lourd (plomb, uranium,...)

- l'élément radiotoxique à court terme de loin le plus abondant, beaucoup plus que tous les autres actinides réunis,
- la source de tous les actinides à vie longue, excepté une fraction du neptunium produit à partir de ^{236}U .

Si l'on décidait de développer fortement l'énergie nucléaire (ou simplement d'en conserver la possibilité) il faudrait garder précieusement le plutonium que l'on produit. Le mono recyclage dans les réacteurs à eau peut se justifier dans la mesure où il est peut-être plus facile d'assurer un entreposage de longue durée du plutonium dans 6 000 tonnes de combustible usé MOx que dans 50 000 tonnes de combustible usé UOX ; mais ni le multi-recyclage dans les réacteurs à eau ni l'utilisation dans les HTR ne se justifient. L'envoi du plutonium dans les déchets non récupérables, et donc le stockage direct irréversible des combustibles usés, est évidemment à proscrire dans l'optique envisagée. Par contre, des dispositions doivent être prises pour contrôler le plutonium tout au long du système nucléaire [7].

Si l'on décidait au contraire d'abandonner le nucléaire à terme plus ou moins rapproché et de façon quasi irréversible, il faudrait enfouir le plutonium avec les déchets, après en avoir éventuellement brûlé une partie.

Les actinides mineurs

Les systèmes capables de limiter les quantités d'actinides mineurs produits dans les cycles uranium - plutonium se classent en deux grandes familles :

- Une séparation poussée des différents actinides mineurs, permettant un traitement sélectif de chaque radionucléide : c'est la voie, explorée en application de l'axe 1 de la Loi Bataille, qui fait l'objet du programme européen European Spallation neutron Source (ESS). Elle implique, pour des raisons de physique, le développement de réacteurs à neutrons rapides.
- À l'inverse, un traitement groupé de l'ensemble des actinides, plutonium et actinides mineurs, en vue d'un recyclage conjoint : c'est la voie du programme Gen IV.

Les cycles uranium - thorium, pour leur part, produisent moins d'actinides mineurs mais n'éliminent pas totalement le problème, car il faut du plutonium ou de l'uranium enrichi pour amorcer le cycle avant de disposer de ^{233}U , et celui-ci, pour limiter les risques de prolifération, ne serait probablement pas utilisable à très fort enrichissement. La seule voie à base de thorium permettant de

réduire fortement les quantités d'actinides mineurs est le réacteur à neutrons thermiques et combustible sous forme de sels fondus.

Le temps, facteur essentiel dans la gestion des déchets.

La radioactivité décroît avec le temps, d'un facteur 1 000 au bout de 10 périodes, chaque radionucléide ayant sa propre période. Il en résulte que, dans de nombreux cas, il est intéressant d'attendre avant de manipuler des substances radioactives. Par exemple, on laissera « refroidir » quelques années le combustible usé sorti d'un réacteur avant de le transporter pour être retraité ou entreposé. Pour les mêmes raisons, l'entreposage avant stockage définitif peut durer des dizaines d'années de façon à diminuer la charge thermique des déchets à enfouir, ce qui en facilitera le stockage.

La réversibilité des choix

L'entreposage, outre son intérêt sur le plan de la « thermique », permet de laisser ouverts les choix de stratégie en matière d'utilisation de l'énergie nucléaire et de gestion des déchets. Il constitue ainsi une bonne solution d'attente. Encore faut-il que les choix faits en amont ne ferment pas telle ou telle voie, et notamment celle du stockage définitif du plutonium si on voulait *in fine* choisir cette voie.

En France, on entrepose les combustibles usés UOx non retraités, les verres issus du retraitement (déchets C)²⁴ et les combustibles usés MOx. Le plutonium est contenu à plus de 99 % dans les UOx et MOx. Pourrait-on procéder au stockage définitif du plutonium et des déchets entreposés sans opérations trop compliquées ?

- Pour les combustibles usés UOx, les Suédois, qui ont choisi la voie du stockage définitif de l'UOx, ont développé et qualifié un conteneur jugé capable de protéger le combustible usé contre les corrosions et autres agressions externes pendant plus de 10 000 ans, durée qu'ils jugent suffisante pour assurer la protection des générations lointaines contre d'éventuelles remontées de produits radiotoxiques dans la biosphère.
- Les verres, qui contiennent les produits de fission et les actinides mineurs, sont une matrice très résistante à l'altération par l'eau et beaucoup plus homogène que celle des combustibles usés. Des choix restent à faire sur le conditionnement définitif à adopter ; mais, sans aller nécessairement jusqu'à les mettre dans un conteneur de type suédois relativement onéreux, des solutions existent.

²⁴ Il faut y ajouter les déchets B, qui contiennent beaucoup moins de produits radioactifs (moins de 3 %), mais sous un volume beaucoup plus importants :

- Les combustibles usés MOx ont, quelques dizaines d'années après leur sortie du réacteur, une charge thermique environ 10 fois plus élevée que celle des UOx. On ne pourrait donc pas les substituer aux UOx dans les mêmes conteneurs, un pour un. Par contre, on retrouverait la même charge thermique en mettant dix fois moins de crayons MOx que de crayons UOx dans un conteneur. Ceci serait une solution probablement non optimale²⁵, mais sans aucun doute possible.

La stratégie actuelle en France pour la gestion du plutonium et des déchets est donc une stratégie réversible. Les combustibles UOx et MOx constituent un gisement de plutonium mobilisable à tout moment si le besoin s'en faisait sentir, mais pourraient également être stockés définitivement si une décision en ce sens était prise.

*Comparaison des stratégies suédoise et française
pour le stockage définitif*

Les deux pays ont choisi le stockage géologique, à quelques centaines de mètres sous terre. En Suède, les seules possibilités se situent dans le socle granitique très stable, mais dont on ne peut pas garantir l'étanchéité à l'eau ; il en résulte la nécessité de développer un conteneur qui est, de fait, la principale barrière de confinement des produits radioactifs. La France a recherché des structures géologiques capables de garantir avec une grande probabilité l'absence de venue d'eau. ; les travaux menés dans le cadre de la loi de 1991 ont permis de montrer que la région autour du laboratoire souterrain de Bures répondait à cet objectif. Dès lors, le confinement des produits radioactifs peut être assuré à 3 niveaux successifs : la matrice dans laquelle sont enrobés les déchets radioactifs, le conteneur, et la couche géologique d'argile ; le conteneur reste un élément majeur du confinement, mais il n'a pas la même importance que dans la solution suédoise.

²⁵ Comme le retraitement divise par 7 le nombre d'assemblages MOx par rapport aux UOx initiaux, une telle opération augmenterait de 50 % environ le nombre de "colis"

La relève des générations

Pour résumer ce chapitre, il faut noter les progrès considérables accomplis depuis 20 ans dans tous les domaines essentiels : une sûreté opérationnelle grandement améliorée, une disponibilité augmentée de 65-70 % à 80-90 %, un taux d'utilisation du combustible qui a augmenté de plus de 50 % et augmente encore, une durée de vie susceptible d'augmenter de 50 %. Bien que les coûts d'investissement n'aient pas baissé au cours de cette période, les progrès réalisés ont permis d'améliorer fortement la compétitivité de ces installations. En témoigne le regain d'intérêt aux États-Unis pour l'exploitation des centrales nucléaires, alors qu'il y a à peine dix ans elles faisaient encore figure d'investissements « échoués ». Il en résulte que les centrales de génération II, dont la plupart ont moins de 30 ans, ont de bonnes chances de fonctionner encore pendant tout le premier quart de ce siècle.

Les projets de « génération III et III+ » bénéficient de l'ensemble de ces progrès et intègrent des exigences nouvelles en matière de sûreté et de radioprotection. Malgré les augmentations de coûts en résultant, les augmentations très supérieures des coûts des autres moyens de produire de l'électricité (sans même parler de coûts externes liés aux rejets de CO₂) leur ouvrent des possibilités considérables. Il est assez vraisemblable que ces réacteurs de génération III, dont la durée de vie prévue est de 60 ans, constitueront l'essentiel des parcs nucléaires vers le milieu du siècle. Les raisons technico-économiques qui ont conduit les réacteurs à eau à dominer le marché ont en effet toutes les chances de rester valables tant que l'uranium restera disponible à un prix raisonnable.

Le développement de nouvelles technologies dépendra donc de l'évolution des besoins, de la disponibilité des ressources, et des stratégies de gestion des déchets. Tant que le nucléaire reste dans l'ordre de grandeur actuel²⁶, il n'y aura guère de raisons de se lancer dans des systèmes plus complexes et plus coûteux que les réacteurs à eau. En revanche, un scénario plausible serait que la production nucléaire soit multipliée par 4 d'ici 2050 (soit 10 000 TWh par an). Le prix de l'uranium augmenterait alors fortement, ce qui pourrait justifier économiquement les réacteurs surgénérateurs « brûlant » les matières fertiles. Entre le moment où ce besoin serait identifié et le lancement d'une série significative de réacteurs, l'expérience passée montre qu'il faudrait bien compter 15 à 20 ans dans le cas de systèmes disposant déjà d'une expérience industrielle (RNR à métal fondu), plus proche de 25 à 30 ans pour une filière vraiment innovante.

²⁶ Environ 2700 TWh sur 17000 en 2003

Aujourd'hui, on en est encore à organiser la recherche sur ces nouvelles technologies. À l'initiative des États-Unis, la plupart des pays « nucléaires » ont créé le « Forum Génération IV »²⁷. Le premier travail du Forum a été de sélectionner la demi-douzaine de « systèmes » présentés plus haut. La deuxième phase, en cours, consiste à organiser des « projets », chaque projet étant piloté par un comité directeur. Les États-Unis, le Japon et la France jouent un rôle majeur dans ce dispositif, au niveau de leurs grands centres de recherche nucléaire²⁸, mais tous les pays membres sont très concernés. On retiendra cependant que le simple fait que l'on soit dans une phase de mise en commun des recherches traduit assez bien que l'on soit encore assez loin de la phase industrielle telle qu'elle se présente par exemple pour la génération III.

²⁷ À ce jour, 9 pays (États-Unis, Japon, France, Royaume-Uni, Suisse, Corée du Sud, Brésil, Argentine) et l'Union européenne sont membres du « Forum Génération IV. Depuis 2007, la Russie et la Chine sont « observateurs ». L'Inde pourrait rejoindre le Forum dès qu'elle aura accepté les règles du Traité de non-prolifération.

²⁸ Le CEA et le CERN pour la France

Les grandes manœuvres industrielles autour de la génération III

L'industrie nucléaire a vécu une traversée du désert depuis 10 à 20 ans selon les pays, et n'a été maintenue en vie que par les besoins de maintenance des quelque 440 réacteurs en service dans le monde et quelques rares nouveaux projets en Asie. Mais les conditions d'un renouveau semblent se préciser, sous le double effet de la forte hausse des prix des combustibles fossiles et de la prise de conscience des risques climatiques dus aux rejets de CO₂ dans l'atmosphère. Nous examinerons dans ce chapitre les perspectives de demandes de nouvelles centrales, dont une grande partie devrait être assurée par des réacteurs de génération III²⁹. Mais nous examinerons également les cas particuliers de la Chine et de l'Inde qui ont des besoins et des ambitions spécifiques. Nous examinerons enfin le « périmètre » des activités des groupes industriels et des offres de service.

La demande

Bien qu'il soit toujours hasardeux de proposer des chiffres, il faut rappeler que le nucléaire fournit aujourd'hui 16 à 17 % de l'électricité mondiale, que la demande mondiale d'électricité augmente au rythme proche de 2 % par an (si cette tendance se maintient, en 2030 elle aura augmenté de 50 %), et qu'il ne serait pas déraisonnable que la part du nucléaire atteigne à cette date 20 à 25 %. Globalement, il n'est pas déraisonnable de penser que la puissance installée pourrait se situer dans une fourchette 500 à 600 GW alors même qu'une partie des 370 GW actuels aura été arrêtée³⁰ : c'est pourquoi les

²⁹ Nous n'aborderons pas les perspectives industrielles des réacteurs de génération IV, car celles-ci sont nettement plus lointaines comme en témoigne la collaboration internationale qui s'est mise en place au sein du Forum Génération IV. Le premier signe de passage au stade industriel sera la prise en main d'un ou plusieurs projets par des industriels.

³⁰ Les réacteurs de génération II ont été conçus pour une durée de vie de 40 ans, mais l'expérience actuelle montre qu'ils « vieillissent » bien ; plus de la moitié des exploitants américains ont demandé l'autorisation de prolonger la vie de leurs

industriels envisagent un marché potentiel, d'ici 2030, compris dans une fourchette de 200 à 300 GW, ce qui pourrait représenter entre 150 et 250 réacteurs de puissance unitaire comprise entre 1 et 1,6 GW, ou encore une moyenne de 6 à 10 réacteurs par an. De quoi aiguïser les appétits des industriels, et susciter une vive concurrence car il ne s'agit nullement de cadences infernales³¹.

Les groupes industriels en présence

Un peu d'histoire

Dans les années 1970 – époque du lancement de la génération II – le paysage industriel était largement dominé à l'Ouest par les Américains³² et à l'Est par les Russes. Les Européens et les Japonais leur achetaient directement ou travaillaient sous licence de l'une ou l'autre de ces sociétés³³.

Au cours des années 1980, Siemens et Framatome se sont affranchis des licences et ont volé de leurs propres ailes, alors que les Japonais TOSHIBA, HITACHI et MITSUBISHI continuaient à travailler sous licence, de GE pour les deux premiers et de W pour le dernier. Les Sud-coréens, nouveaux venus, ont d'abord acheté à W, FRAMATOME et AECL, puis ont acquis la licence de CE. Les Indiens ont travaillé sous licences canadiennes (réacteurs de type CANDU) et GE. Les Chinois ont engagé un effort propre sur les REP tout en achetant des REP français et Russes, ainsi que des CANDU canadiens.

Les années 1990 ont été marquées par le petit nombre de projets nouveaux (essentiellement en Asie Orientale et en Chine) mais par un très grand nombre de travaux de rénovation et d'améliorations de centrales existantes, notamment aux États-Unis et en Europe de l'Est, venant compléter une charge normale de maintenance des centrales existantes³⁴. On notera toutefois que

centrales jusqu'à 60 ans, et l'autorité de sûreté américaine est en général d'accord sous réserve que les visites périodiques soient satisfaisantes.

³¹ Le programme français, sur une même durée, a permis la mise en service de 60 GW, avec une pointe de 6 réacteurs par an.

³² General Electric (GE) pour les REB, Westinghouse (W), Combustion Engineering (CE) et Babcock & Wilcox (B&W) pour les REP (auxquels il faut ajouter le canadien AECL pour les réacteurs à eau lourde pressurisée CANDU. Babcock devait disparaître comme constructeur de centrales à la suite de l'accident de Three Mile Island, mais continuer dans les services et le combustible nucléaire avant d'être repris par Framatome.

³³ À l'exception notable du Suédois ASEA (devenu ABB-ATOM) qui a développé seul un REB construit à une dizaine d'exemplaires en Suède et en Finlande.

³⁴ L'usine AREVA de St. Marcel, près de Chalon, n'a dû sa survie qu'au remplacement d'un grand nombre de générateurs de vapeur et de couvercles de cuve de REP américains et européens.

SIEMENS et AREVA ont regroupé leurs activités dans le domaine des réacteurs nucléaires, au sein de Nuclear Power International (NPI) et que Westinghouse a été acheté d'abord par ABB, ensuite par le groupe anglais British Energy.

Le présent

Depuis le début des années 2000, on assiste à une prise de conscience que la relance du nucléaire est très probable. Il en résulte de grandes manœuvres du côté des industriels du secteur, se traduisant par des regroupements ou des alliances. Les évolutions en cours ne sont certainement pas terminées et on ne peut que donner une vue instantanée en cette fin d'année 2007.

En Europe de l'Ouest, suite à la vente de Westinghouse à TOSHIBA par British Energy, NPI reste le seul fournisseur de chaudières nucléaires³⁵. AREVA et ses sous-traitants disposent en France d'installations industrielles permettant de réaliser la totalité d'une chaudière nucléaire à l'exception d'une grosse pièce de forge de la cuve, nécessitant un lingot de plus de 500 tonnes.

La Russie a réorganisé son industrie nucléaire pour être en mesure d'exporter des REP (dits VVER) de 1 100 MW environ³⁶. Avec un certain succès, puisque l'Inde et la Chine ont l'un et l'autre acheté deux réacteurs. Les Russes visent également le marché de l'Europe de l'Est où ils ont gardé de fortes positions.

Aux États-Unis, seuls restent en lice General Electric et Combustion Engineering, mais ni l'un ni l'autre ne dispose d'usines de fabrication de gros équipements (cuves de réacteurs, générateurs de vapeur) sur le sol américain. Par ailleurs W, bien que racheté maintenant par TOSHIBA, est toujours largement considéré comme Américain par les autorités de ce pays qui lui apportent un soutien important, notamment diplomatique. AREVA, qui a repris les anciennes équipes de B&W, dispose d'une base industrielle aux États-Unis. Il est par ailleurs associé aux études commanditées par le DOE sur le retraitement des combustibles usés et sur la fabrication de combustibles MOX destinés au recyclage dans des REP du plutonium militaire déclassé.

Au Japon, c'est une recomposition du paysage industriel³⁷ :

- TOSHIBA, anciennement licencié de GE et fournisseur de REB, devient aussi fournisseur de REP après le rachat de W. Reste-t-il partenaire de GE ? Ce n'est pas clair aujourd'hui.

³⁵ On reviendra au chapitre 4.4 sur les définitions des termes « chaudière nucléaire », îlot nucléaire et « centrale nucléaire »

³⁶ Modèle que l'on peut considérer comme intermédiaire entre les générations II et III

³⁷ Au point qu'on peut légitimement se demander si cette recomposition est stabilisée ou non.

- HITACHI reste licencié de GE.
- MITSUBISHI, anciennement licencié de W et fournisseur de REP, reste fournisseur de REP mais a passé un accord avec AREVA pour développer en commun un EPR de 1 100 MW.

Le Japon est aujourd'hui le seul pays capable de fabriquer les plus grosses pièces de forge.

Par ailleurs, AREVA est associé au développement d'une usine japonaise de retraitement du combustible usé.

En Corée du Sud, l'industrie locale s'est développée à partir de la licence de CE, et dispose sur place des usines permettant de fabriquer la plupart des matériels d'une chaudière nucléaire.

La Chine est un cas particulier. Les Chinois veulent s'approprier les technologies les plus avancées, à l'instar de ce qu'a fait la France dans les années 19-1980. Pour cela, elle vient de commander deux modèles de REP de génération III : l'AP1000 de W et l'EPR d'AREVA. Elle vient aussi d'engager une étude commune avec AREVA sur le retraitement du combustible usé. Mais la Chine a aussi besoin de construire rapidement des centrales nucléaires et a lancé un programme d'environ 20 réacteurs de 1 000 MW : pour cela, elle veut des modèles éprouvés, du type de ceux qu'elle a achetés à la France, à la Russie et au Canada. La part de l'industrie chinoise dans ce programme sera sans aucun doute très importante.

L'Inde est un autre cas particulier. Pour le comprendre, un petit retour en arrière est nécessaire. Lorsque l'Inde s'est lancé dans son programme nucléaire militaire, les États-Unis et le Canada ont décrété un embargo sur tout ce qui touchait au nucléaire, et ont cessé toute aide sur les centrales CANDU et REB en construction. Les Indiens ont dû se débrouiller seuls et ont réussi à mettre leurs centrales en service. Aujourd'hui, 14 réacteurs à eau lourde (dérivés des CANDU) et 2 REP sont en service, 4 réacteurs à eau lourde sont en construction sans compter les 2 REP russes. Mais les Indiens, toujours sous le coup de l'embargo américain et ayant très peu de ressources d'uranium, misent à terme sur les réacteurs surgénérateurs et sur le thorium. Ils visent donc les réacteurs de Génération IV le plus rapidement possible, comme en témoigne leur prototype de surgénérateur refroidi au sodium de 500 MW actuellement en construction et dont la mise en service est programmée pour 2010.

En résumé, on constate que les industriels historiques occidentaux ont noué des alliances leur permettant d'être présents en Europe, aux États-Unis et en Asie :

- AREVA avec SIEMENS, B&W et, récemment, MITSUBISHI
- TOSHIBA avec W

- HITACHI avec GE

À ces trois groupes, il convient d'ajouter :

- Les Russes
- Les Coréens du Sud (alliés à CE (?))
- Les Chinois (alliés à AREVA et à W)
- Les Indiens

Les périmètres

Pour bien comprendre les stratégies des pays et des groupes industriels, il n'est pas inutile de regarder de plus près quels sont les « périmètres » des différents secteurs concernés. Nous aborderons successivement les centrales elles-mêmes, les cycles de combustible et nous évoquerons au passage l'exploitation et la maintenance.

Les centrales nucléaires

Une centrale nucléaire se compose de deux grandes parties : la chaudière nucléaire et ses auxiliaires et le groupe turboalternateur et ses auxiliaires. Il faut y ajouter le génie civil, l'ensemble des ouvrages liés au site (circuits de refroidissement, protection physique...), le contrôle commande général de la centrale et l'ingénierie.

Ces différentes parties peuvent faire l'objet d'une commande globale (centrale « clé en mains ») ou de commandes séparées. On distingue généralement :

- La chaudière nucléaire, qui comporte le réacteur et son circuit de refroidissement, l'ensemble des circuits auxiliaires qui lui sont directement raccordés, et le contrôle commande de protection du réacteur.
- L'îlot nucléaire (« nuclear island »), qui comporte la totalité des systèmes nucléaires et le génie civil associé (notamment l'enceinte de confinement qui abrite le réacteur).
- Le groupe turboalternateur, les circuits auxiliaires qui lui sont associés et le contrôle commande de protection.
- L'« îlot conventionnel » (« conventional island ») qui comporte la totalité des systèmes de production d'électricité et le génie civil associé

- Les ouvrages de site
- Le contrôle commande d'ensemble
- L'ingénierie d'ensemble

L'îlot nucléaire représente entre 40 et 50 % du total, l'îlot conventionnel entre 20 et 25 % et tout le reste entre 25 et 40 %. Globalement, l'ingénierie peut représenter 10 % (entre 5 et 10 millions d'heures de travail). La chaudière nucléaire seule représente les 2/3 de l'îlot nucléaire, soit environ le 1/3 du total. Les enjeux industriels ne se limitent donc pas à la chaudière et intéressent également les constructeurs de groupes turboalternateurs, les entreprises de travaux publics et les futurs exploitants. La répartition des différents contrats est extrêmement variable d'un pays à l'autre, comme le montrent les trois exemples des États-Unis, de la France et de la province du Guangdong en Chine.

États-Unis

Dans les années 1960, W et GE ont proposé à leurs clients des contrats « clés en mains », mais y ont très rapidement renoncé. La plupart des exploitants ont alors fait appel à une société d'ingénierie³⁸ et commandé séparément la chaudière et le turboalternateur. Chaque exploitant ayant ses propres exigences, il en est résulté une très grande hétérogénéité dans les réalisations et, globalement, des dépenses d'ingénierie très élevées.

France

Responsable de la sûreté de ses installations, très intéressée par leur disponibilité et forte du retour d'expérience apporté par leur exploitation, EDF a toujours tenu à assurer l'ingénierie d'ensemble de ses centrales et à en maîtriser le contrôle commande général. Mais EDF a aussi tenu à assurer l'homogénéité des îlots nucléaires et a choisi un seul fournisseur pour la chaudière nucléaire (FRAMATOME devenu AREVA).

À l'exportation, AREVA a toujours eu l'ambition d'être responsable de l'ensemble des îlots nucléaires, en s'associant si nécessaire avec EDF³⁹.

L'importance de l'îlot conventionnel et du génie civil explique l'intérêt que portent à AREVA les constructeurs de turboalternateurs (ALSTOM et SIEMENS) et les entreprises de travaux publics (BOUYGUES).

³⁸ Une bonne demi douzaine, les plus connues étant Bechtel, Stone & Webster, Sargent & Lundy

³⁹ Ce fut le cas en Afrique du Sud, en Corée et en Chine.

Chine – province du Guangdong

La situation en Chine est très complexe et nous nous limiterons ici au cas du Guangdong. La Guangdong Nuclear Power Company a acheté un îlot nucléaire à AREVA, mais s'est associée à EDF pour en contrôler l'ingénierie, avec l'ambition déclarée de suivre à terme la même voie qu'EDF.

Il faut noter que rares sont les clients potentiels qui souhaitent acquérir une centrale complète « clés en main ». Le plus souvent, ils souhaitent se réserver au moins la possibilité de commander séparément les îlots nucléaire et conventionnel. Parfois, ils souhaitent multiplier les contrats, notamment pour faire appel le plus possible aux industriels de leur pays. Certains enfin, à l'instar d'EDF, souhaitent jouer le rôle d'architecte industriel et d'ingénierie centrale. Quoi qu'il en soit, les grands constructeurs doivent pouvoir adapter leurs offres à ces différentes situations.

Les cycles de combustibles

Le cycle de combustible comprend l'approvisionnement en uranium naturel, son enrichissement, la fabrication des combustibles (uranium ou uranium plutonium), l'entreposage des combustibles usés et, le cas échéant, leur retraitement et le conditionnement des déchets. Globalement, cela représente entre 5 et 10 € par MWh (comparés à 20 à 25 € par MWh pour la part investissement de la centrale, et entre 5 et 10 pour l'exploitation et les frais divers). L'enjeu est donc important.

Tous les constructeurs de chaudières nucléaires proposent également la fabrication du combustible et l'entreposage sur le site de la centrale du combustible usé. Rares sont ceux qui, comme AREVA, peuvent proposer la totalité du cycle (à l'exception du stockage définitif des déchets). On a vu précédemment que cette capacité d'AREVA lui avait donné de réels atouts dans les récentes négociations en Chine et pour son implantation aux États-Unis.

La relance du nucléaire : y a-t-il des goulots d'étranglement ?

Dès le début des années 2000, dans la perspective de relance du nucléaire, EDF et AREVA proposaient d'engager rapidement un premier EPR ; l'objectif était d'être prêt à engager un programme nucléaire important à partir de 2015, permettant de remplacer, si nécessaire, les réacteurs de 900 MW approchant alors des 40 ans. Pour ces deux industriels, il s'agissait de remettre en ordre de marche les équipes d'ingénierie et des outils industriels modernisés. La démarche était assez voisine de la « gymnastique nucléaire » préconisée par Marcel Boiteux à la fin des années 1960. Une relance beaucoup plus rapide du nucléaire mondial risque-t-elle de se heurter

à des goulots d'étranglement ? Faute d'éléments d'appréciation en ce qui concerne les industriels étrangers, nous n'examinerons ici que le cas de la France.⁴⁰

L'ingénierie

Au niveau des ingénieries, après l'engagement du projet d'Okiluoto en 2005, puis de Flamanville en 2007, on se trouve dans une situation assez voisine de celle qui existait au début des années 1970, juste avant le lancement du grand programme français de REP. Les équipes d'EDF et d'AREVA sont donc en train de se reconstituer et, pour peu que les projets futurs soient standardisés de façon à limiter les adaptations toujours très lourdes, devraient être en mesure de faire face à des demandes nouvelles. Cet objectif de standardisation devrait pouvoir être atteint pour les projets en France et en Chine, mais pourrait s'avérer plus problématique aux États-Unis et en Grande Bretagne, pays qui ont des réglementations de sûreté et des normes industrielles assez sensiblement différentes des nôtres.

Les usines

La plupart des petits composants (robinets de tous genres, pompes, capteurs...) sont peu différents de ceux des centrales actuelles : compte tenu de l'importance du parc EDF, les besoins de matériels de rechange ont donc maintenu à un niveau raisonnable leurs fabricants. Grâce aux très nombreux remplacements de générateurs de vapeur, qui se sont succédé depuis le début des années 1990, en particulier en France et aux États-Unis, AREVA et ses sous-traitants ont réussi à maintenir leurs outils de production et les compétences, notamment dans leurs usines de Bourgogne. Un programme important d'EPR nécessiterait cependant de développer les capacités de production.

Il en va de même avec la grosse forge du Creusot, pour la plupart des pièces forgées⁴¹. En revanche, pour les plus grosses pièces de la cuve et les rotors forgés, seuls un constructeur japonais (Japan Steel) a aujourd'hui⁴² les capacités nécessaires, ce qui peut présenter un risque industriel et, en cas de forte relance du nucléaire, un goulot d'étranglement. La question de l'investissement dans une nouvelle forge en France se pose donc.

En résumé, l'état actuel de l'industrie, tant au niveau des hommes qu'à celui des outils industriels, n'est pas dramatique mais nécessite de très sérieux efforts de développement si on veut éviter

⁴⁰ On notera cependant que TOSHIBA/W, grâce à son contrat de 4 AP1000 en Chine, se trouve dans une situation proche de celle d'AREVA, que GE allié aux industriels Japonais n'a jamais complètement cessé de construire des chaudières nucléaires (au Japon et à Taiwan), que les Russes construisent des REP en Inde, en Chine et chez eux et les Sud Coréens en Corée. Avec AREVA, cela fait donc 6 fournisseurs potentiels de chaudières nucléaires.

⁴¹ Viroles de cuve et de générateurs de vapeur, tuyauteries primaires, fonds et plaques tubulaires de générateurs de vapeur.

⁴² Mais très bientôt les Chinois pourraient avoir cette capacité.

des goulots d'étranglement en cas de forte relance du nucléaire. Cela devrait conduire à anticiper de quelques années sur les commandes, ce qui présente évidemment un risque. Il est certain que l'engagement rapide par EDF d'un programme de plusieurs réacteurs, même échelonnés dans le temps, réduirait fortement ces risques.

Énergie nucléaire, économie et environnement

Comme cela est fait de plus en plus fréquemment pour les autres énergies, notamment fossiles, il faut distinguer dans le coût de l'énergie nucléaire les coûts internes et les coûts externes. On examinera aussi dans ce chapitre une question qui fait l'objet de controverses : quelle valeur, positive ou négative, doit-on attribuer au plutonium.

Les coûts de kWh

Le coût du kWh produit par des réacteurs à eau de grande puissance a fait l'objet de nombreuses études, dont les plus complètes sont probablement celle de du Ministère de l'Industrie français, qui se fonde sur un programme très important et bien connu, et celle faite par le Pr. Tarjanne pour le gouvernement finlandais et qui a étayé sa décision de construire un nouveau réacteur.⁴³

L'étude de la DGEMP [10], confirmant le rapport Charpin [11] note que tous les coûts du nucléaire sont bien pris en compte, contrairement à ce qui se passe pour les autres énergies : notamment les assurances et les provisions pour la gestion des déchets et pour le démantèlement. Ce *coût total* est évalué à environ 30 €/ MWh, un peu plus faible que le *coût interne* du MWh dans une centrale à gaz à cycle combiné (avec un prix du gaz de 3,3 à 3,6 \$ / MBTU). Aujourd'hui, le prix du gaz est largement supérieur à la fourchette haute des « coûts de référence », mais on n'en est pas à commander 10 réacteurs d'un coup : compte tenu de ces deux facteurs, il est cependant probable que la hiérarchie des coûts reste la même (autour de 35 à 45 €/ MWh), le coût complet du kWh nucléaire restant légèrement inférieur au coût interne du kWh cycle combiné au gaz naturel.

⁴³ On notera également une étude du MIT [14] qui aboutit à des résultats très différents, notamment en imposant un taux de retour sur investissement très élevé dans le seul cas du nucléaire compte tenu des risques politiques encourus par l'investisseur, en ne tenant aucun compte de l'expérience française en matière de cycle de combustible, et en écartant toute idée de coût du CO2 affecté aux centrales brûlant des combustibles fossiles.

On peut également faire quelques recoupements concernant l'aval du cycle, en dehors d'un éventuel « coût externe » attribué au plutonium :

- le contrat entre EDF et COGEMA couvrant 8 années de retraitement du combustible et de fourniture de combustible Mox confirme les ordres de grandeur de l'étude de la DGEMP
- les différentes opérations de déconstruction de centrales nucléaires dans le monde n'infirmant pas la provision faite par EDF
- l'ordre de grandeur de 1 €/ MWh compté pour la gestion des déchets ultimes ne paraît pas sous estimé en regard des projets de stockage de ces déchets.

On notera que les coûts de référence n'attribuent aucune valeur (ni positive, ni négative) au plutonium.

L'étude finlandaise [12] compare les coûts de MWh d'une centrale nucléaire de 1 250 MW avec ceux de centrales fossiles et d'éoliennes. Deux taux d'intérêt réels sont pris en considération : 5 et 8 %. Les hypothèses de durée de vie (40 ans) et de disponibilité (90 % pour les centrales thermiques, 2200 h / an pour les éoliennes) sont classiques. Les résultats sont les suivants (en €/ MWh):

	Nucléaire	Cycle combiné à gaz	Éolien ⁴⁴
Taux d'intérêt réel 5 %	24,1	30,5	50
Taux d'intérêt réel 8 %	30,1	32,2	60
Taux d'intérêt réel 5 % et taxe carbone 20 €/ t	24,1	37,6	50

On retrouve dans l'étude finlandaise l'ordre de grandeur de 30 €/ MWh pour un taux d'intérêt relativement élevé de 8 %.⁴⁵

⁴⁴ On a reproduit ici les chiffres de l'étude finlandaise. Cette comparaison directe des coûts de l'éolien (*énergie aléatoire*) et des énergies nucléaires et cycle combiné à gaz (*énergies quasi-garanties*) fausse les idées : il faudrait au moins ajouter au coût de l'éolien celui des moyens complémentaires nécessaires pour prendre sa relève lorsqu'il ne peut pas produire.,

⁴⁵ L'étude finlandaise a adopté un prix du gaz de 13,5 MWh thermique (3,75 €/GJ) ; ce prix a atteint 22 €/MWh en 2007, ce qui augmenterait le coût du MWh électrique

En l'absence de projets détaillés, il est plus difficile d'évaluer avec précision les coûts des autres filières nucléaires examinées dans ce rapport. Tout au plus peut-on esquisser des ordres de grandeur, en se fondant sur leur complexité plus ou moins grande :

- pour les deux technologies bénéficiant d'une bonne expérience (RNR à métal fondu et HTR), sensiblement plus complexe pour la première et cantonnée à des puissances unitaires modestes pour la seconde, on peut avancer une fourchette de 1,25 à 1,5 fois le coût du MWh des REP
- pour les systèmes RNR pilotés par accélérateur, on serait plus près d'un facteur 2 [8], et probablement plus si un tel système était réalisé pour les seuls besoins de l'incinération des actinides mineurs ; mais dans ce cas, le kWh n'est qu'un sous-produit
- pour les autres technologies, on ne peut rien dire à ce stade.

La valeur du plutonium

Le plutonium peut être considéré comme un déchet encombrant dans une perspective d'abandon du nucléaire, ou au contraire comme une matière première de tout premier ordre dans une perspective de développement nucléaire durable. Selon l'optique où l'on se place, le plutonium produit sera considéré comme un « coût externe » ou comme un « crédit ». Une troisième approche économique, qui permettrait de « réconcilier » les deux premières, consisterait à mettre en place un mécanisme analogue à celui de Kyoto pour les émissions de CO₂ dans l'atmosphère, aboutissant à un coût de la tonne d'actinides (plutonium et autres) stockée définitivement. Ce coût deviendrait une des composantes du coût de l'énergie produite, le devenir final des actinides étant alors pris en compte explicitement dans l'optimisation des systèmes nucléaires (*annexe 3*). Nous aborderons successivement ces trois approches.

Le plutonium « déchet »

C'est une des approches proposées dans le rapport Charpin [11] : on considère que le recyclage du plutonium dans les REP a pour seul objectif de détruire (très partiellement) du plutonium, on détermine combien coûte ce recyclage par rapport à une hypothèse de non-

produit par une centrale à cycle combiné gaz de près de 15 €/MWh. C'est bien pour se prémunir d'un tel risque que les industriels finlandais ont choisi le nucléaire en 2004.

recyclage, et on attribue la totalité du surcoût à la destruction du plutonium. Ce calcul conduit à attribuer au plutonium évité un coût de 180 M€/ t Pu⁴⁶.

Le même type d'évaluation peut être fait dans le cas où des HTR seraient mis en œuvre à seule fin de détruire du plutonium. On constate que le coût du plutonium évité, avec les hypothèses du chapitre 4 et en faisant l'hypothèse ultra-simpliste que toutes les autres dépenses de l'aval du cycle seraient inchangées, serait de 350 à 700 M€/ t Pu.

Il s'agit dans tous les cas de chiffres élevés, qui doivent normalement conduire à ne mettre en œuvre de telles stratégies que si elles présentent d'autres intérêts par ailleurs (par exemple, dans le cas du recyclage dans les REP, le fait de concentrer le plutonium dans un nombre très réduit d'assemblages, plus faciles à entreposer).

Ce coût du plutonium évité est parfois interprété comme un « coût externe » à attribuer au plutonium restant. Une telle interprétation paraît abusive, le coût externe devant être celui de la solution la plus économique pour gérer le déchet⁴⁷. Dans le cas du plutonium, en dehors des solutions de multirecyclage dans les REP et de recyclage dans les HTR, il existe au moins deux autres voies envisageables et moins coûteuses :

- le non-retraitement avec un stockage direct du combustible, dans la perspective d'un abandon du nucléaire
- la valorisation dans les RNR, dans la perspective d'un développement durable du nucléaire

Le plutonium, matière précieuse

Le plutonium est un intermédiaire obligé, soit à titre permanent dans les systèmes à base d'uranium pour valoriser ²³⁸U soit pour amorcer un système à base de thorium. Cela lui confère une valeur marchande.

Au cours des années 1970-1980, la question de la valeur à attribuer au plutonium a fait l'objet de vastes débats. Trois écoles se sont affrontées :

- considérer le plutonium comme un sous-produit des REP et du retraitement effectué pour d'autres raisons (conditionnement et stockage des déchets)

⁴⁶ Ce calcul est fait pour une situation théorique où le point de comparaison est une situation dans laquelle aucune installation de retraitement n'aurait été réalisée ; lorsqu'on tient compte des investissements déjà réalisés, le coût du plutonium évité est réduit à 75 M€/t

⁴⁷ Le rapport Charpin utilise néanmoins un tel coût externe, tout en soulignant sa fragilité, essentiellement pour montrer que même dans ce cas, le coût externe du plutonium serait nettement inférieur au coût externe du CO₂ affecté à des centrales à gaz à cycle combiné.

- attribuer au plutonium un coût donné par équivalence avec celui de ^{235}U , indépendamment de tout ce qui aurait pu se passer en amont
- affecter au plutonium le coût du retraitement (ce qui conduisait à envisager un scénario dans lequel le combustible REP serait entreposé en l'état et retraité uniquement lorsqu'on aurait besoin du plutonium pour les RNR)

Ces trois approches conduisaient à attribuer au plutonium un coût allant de 0 à 15 €/ g, soit 0 à 15 M€/ t.

Conclusions

Le présent article a présenté, de façon très générale, les grands objectifs de l'énergie nucléaire civile, les contraintes qui s'appliquent à toutes les filières, et la façon dont les différentes filières nucléaires, seules ou combinées en systèmes, sont en mesure d'atteindre les objectifs tout en respectant les contraintes.

Dans de nombreux cas, les voies tracées ici nécessiteront de nouvelles recherches et développement technologiques dans les différents domaines : réacteurs proprement dits, combustibles, retraitement et gestion du plutonium, gestion des déchets.

On trouvera beaucoup plus de détails dans les articles consacrés aux différents types de réacteur, dans ceux consacrés à la sûreté, et dans ceux consacrés aux matériaux et aux déchets.

Acronymes

ABWR : Advanced BWR (réacteur bouillant de General Electric)

ACR : Advanced Canadian Reactor (projet)

AECL : Atomic Energy of Canada Limited

AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique

APWR : Réacteur à eau pressurisée avancé (Westinghouse / Mitsubishi)

AP600, AP1000 : Advanced PWR (projets de réacteurs à eau pressurisée de Westinghouse)

B&W : Babcock & Wilcox

CANDU : Canadian Deuterium Reactor (réacteur à eau lourde)

CE : Combustion Engineering

DOE : Department of Energy (États-Unis)

EPR : European Pressurised Reactor (projet de réacteur franco-allemand)

GE : General Electric

HTR : High Temperature Reactor (réacteur à haute température)

INSAG : International Nuclear Safety Advisory Group (experts auprès du directeur général de l'AIEA)

NRC : Nuclear Regulatory Commission (autorité de sûreté américaine)

RBMK : Réacteur modéré au graphite, refroidi à l'eau bouillante (russe, modèle de Tchernobyl)

REB : Réacteur à eau bouillante (BWR en anglais)

REP : Réacteur à eau pressurisée (PWR en anglais)

RNR : Réacteur à neutrons rapides

RRA : Ressources raisonnablement assurées (uranium)

RSE : Ressources supplémentaires espérées (uranium)

THTR : Réacteur à très haute température, modéré au graphite, refroidi par gaz

TNP : Traité de non-prolifération nucléaire

UNGG : Réacteur à uranium naturel, modéré au graphite, refroidi par gaz

W : Westinghouse

WANO : World Association of Nuclear Operators

Bibliographie

[1] - INSAG 12, « Basic safety principles for nuclear power plants » (révision 3, la première version de 1988 portant le numéro INSAG 3), Vienne, AIEA, 1999.

[2] - INSAG 13, « Safety culture » (révision 3, la première version de 1991 portant le numéro INSAG 4), Vienne, AIEA, 1999

[3] - INSAG 10, « Defence in depth », Vienne, AIEA, 1996

[4] – *Clefs CEA*, n° 55, « Systèmes nucléaires du futur », automne 2007

[5] M. W. Rosenthal *et al.* : « Recent progressions in molten salt reactor developments », Oak Ridge National Laboratory, *Atomic Energy Review*, Vol. 9, n° 3, 1970

[6] – H. Gruppelaar et J.-P. Schapira, Rapport EUR 19142N : « Thorium as a waste management option », 2000

[7] - R. Dautray : « L'énergie nucléaire civile dans le cadre temporel des changements climatiques », Paris, Rapport à l'Académie des sciences, 2001

[8] - P. Bacher : « C. Rubbia's hybrid plant concept: a preliminary technical and economic analysis », *Nuclear Engineering and Design* 187, 1999.

[9] – « Informations utiles », CEA, 2001

[10] – « L'énergie nucléaire en 110 questions », Paris, Direction générale de l'énergie et des matières premières, 1999

[11] - Charpin *et al.* : « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire - Rapport au Premier Ministre », Paris, La Documentation française, juillet 2000

[12] - R. Tarjanne & K. Laostrainen – « Comparison of electricity generation costs » - *ENC*, 2002

[13] P. Berbey : « Le cahier des charges des électriciens européens pour la conception des futurs réacteurs » – *RGN* n° 5, septembre-octobre 2007

[14] J. M. Deutsch, J. P. Holdren, *The Future of Nuclear Power – an interdisciplinary MIT study*, Cambridge MA, MIT Press, 2003