

La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs

par

M. Christian BATAILLE, député du Nord, et M. Claude Birraux, député de Haute-Savoie
Rapport n° 832 Assemblée nationale – n° 290 Sénat – consultable sur les sites Internet AN et Sénat

Saisi par la Commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire d'une étude sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs, l'Office a confié à M. Christian BATAILLE, député du Nord, et à M. Claude Birraux, député de Haute-Savoie, le soin de réaliser un rapport, qui, adopté à l'unanimité le 13 mai 2003, répond à des questions fondamentales pour la production électrique française. Quels sont les phénomènes pouvant limiter la durée d'exploitation des centrales nucléaires ? Comment peut-on lutter contre leur vieillissement, à quel prix et dans quelles conditions de sûreté ? Par ailleurs, si le choix politique est effectué de renouveler notre parc électronucléaire, à quelle date faudra-t-il commencer à le faire ? Quelles seront les technologies disponibles, en prolongement des technologies actuelles, ou au contraire en rupture avec les filières actuellement en service, et à quelle échéance ?

I.-La durée de vie des centrales nucléaires, un élément essentiel de l'optimisation du parc, mais un élément non suffisant

L'effet de falaise

Le parc électronucléaire mondial comptait, en avril 2003, 441 réacteurs en service dont l'âge moyen était de 20 ans. Avec un âge moyen de 18 ans et 4 mois, les 58 réacteurs d'EDF représentaient le plus jeune des grands parcs mondiaux. Pourquoi, dans ces conditions, se préoccuper des problèmes

de vieillissement ?

Essentiellement parce que la France a construit ses 58 réacteurs

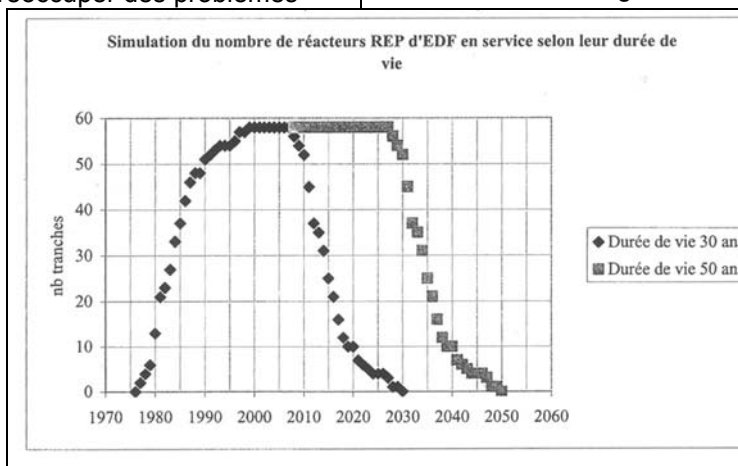
actuellement en service en un temps très court. La France s'est en effet équipée de 50 GWe entre 1980 et 1990, d'où ce que l'on appelle un « effet de falaise ». Du fait du vieillissement du parc,

une décroissance rapide de la capacité française de production d'électricité pourrait se produire symétriquement, si cette question n'était pas traitée en temps et en heure. Si la durée d'exploitation effective des réacteurs ne dépassait pas leur durée de vie de conception, soit 40 ans, 13 réacteurs seraient en effet arrêtés d'ici à 2020 et 24 réacteurs supplémentaires entre 2020 et 2025.

Les facteurs du vieillissement d'une centrale nucléaire

D'abord matériels – physiques ou chimiques – les facteurs du vieillissement d'une centrale peuvent également être immatériels - absence de composants de rechange, pertes de compétences ou modification des règles de sûreté. Certains

défauts apparus ces dernières années ont pu faire croire à un vieillissement prématuré de certains composants des réacteurs : 43 couvercles de cuve ont déjà été changés, ainsi que les générateurs de vapeur de 11 réacteurs. Mais



un nouvel alliage, l'inconel 690, permet de s'affranchir des problèmes de corrosion précédemment rencontrés. Par ailleurs, des défauts ont été mis en évidence sur le revêtement intérieur de sept cuves. Mais il a été confirmé que les défauts de revêtement résultent d'une fissuration à froid survenue lors de la fabrication, et laissant d'importantes marges de sécurité.

Ces difficultés étant des défauts de jeunesse, la robustesse à 30 ans des réacteurs d'EDF est en ligne avec les prévisions. Si l'on examine un fonctionnement à plus long terme, ce sont les composants réputés non remplaçables, c'est-à-dire la cuve et l'enclaustrage de confinement, qui représentent la principale limite à la durée de vie des centrales nucléaires. Or les constats que l'on peut faire permettent d'envisager la possibilité d'atteindre une durée de fonctionnement d'au moins 40 ans. En effet, d'une part, les mécanismes de fragilisation du métal de la cuve sous irradiation semblent moins rapides que prévu. D'autre part, des solutions efficaces ont pu être trouvées pour remédier à la non étanchéité de la première enceinte des enceintes doubles de 9 réacteurs.

On a pu penser, enfin, que les réacteurs

d'EDF pourraient voir leur durée de vie réduite par rapport à celles d'autres réacteurs comparables, du fait qu'ils fonctionnent en suivi de charge, ce qui veut dire que la puissance développée par la plupart des réacteurs est appelée à varier, dans une certaine marge, en fonction des besoins du réseau. Selon le

constructeur, Framatome ANP, l'exploitant EDF et l'appui technique de l'autorité de sûreté, l'IRSN, il n'existe actuellement pas d'éléments objectifs montrant que les composants des tranches fonctionnant en suivi de charge seraient plus dégradés que ceux des tranches fonctionnant en permanence à pleine puissance, à l'exception toutefois de quelques équipements spécifiques remplaçables.

Une durée d'exploitation d'au moins 40 ans semble donc probable pour le plupart des réacteurs, même si l'on peut estimer nécessaire d'accroître la R&D sur le vieillissement – essentiellement effectuée par EDF aujourd'hui – et même si l'on doit s'attendre à ce que certains réacteurs ne puissent pas raisonnablement, c'est-à-dire à un coût économiquement acceptable, être prolongés au-delà de 40 ans.

Les améliorations possibles de la réglementation française vers plus de lisibilité et de visibilité

Au demeurant, il n'existe pas en France de limitation de la durée de vie dans le décret d'autorisation de création d'une installation nucléaire, mais un réexamen de sûreté peut être demandé par l'autorité de sûreté qui, en pratique, en a fixé la périodicité à 10 ans. Ainsi, des rendez-vous réglementaires périodiques sont fixés sous la forme de visites décennales, à l'occasion desquelles sont pratiqués, d'une part, les *réexamens de sûreté*, qui ont pour premier objectif de vérifier la conformité de l'installation par rapport à ses plans initiaux, et, d'autre part, des *réévaluations de sûreté* qui consistent à élever le niveau de sûreté en fonction de l'état des connaissances, du retour d'expérience et par comparaison avec des réacteurs plus récents.

En tout état de cause, la fin des 30 premières années de fonctionnement est considéré par l'autorité de sûreté comme une étape fondamentale.

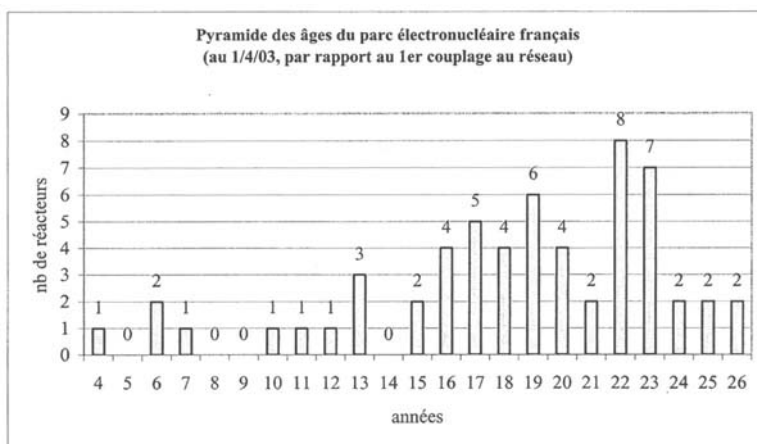
Cette étape sera atteinte par les réacteurs les plus anciens en 2009. L'autorité de sûreté prendra position, *au cas par cas*, à l'issue des 3^{èmes} visites décennales et du réexamen de sûreté associé,

sur la poursuite de l'exploitation des réacteurs jusqu'à l'horizon des 40 ans.

Comparée à la pratique de la NRC américaine, la pratique de l'autorité de sûreté française est incontestablement plus exigeante. La NRC délivre, en effet, des licences d'exploitation pour 40 ans renouvelable une fois pour 20 ans

On peut se demander s'il ne serait pas nécessaire de donner une plus grande lisibilité à la réglementation et davantage de visibilité aux perspectives d'exploitation des réacteurs nucléaires.

S'agissant de la durée de vie, à l'issue des visites décennales, l'autorité de sûreté fait connaître une « non opposition » au redémarrage du réacteur pour une durée de 10 ans, à l'issue de laquelle une autre visite permettra, le cas échéant, d'envisager une nouvelle période d'exploitation de 10 années.



A l'avenir, il pourrait sembler nécessaire, d'une part, de passer à une autorisation de fonctionnement de principe, remplaçant la notion de non opposition au fonctionnement, et, d'autre part, d'étudier les moyens de modifier la réglementation française dans le sens d'une meilleure visibilité pour la politique énergétique, compatible avec l'indispensable respect des prérogatives de l'autorité de sûreté.

L'enjeu économique de la durée de vie

Au demeurant, l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires est un enjeu économique capital.

Le coût du MWh nucléaire produit par un réacteur nucléaire après 30 années de fonctionnement, c'est-à-dire après qu'il soit amorti, ressort à 12 € / MWh. Le coût de production du MWh par un réacteur nucléaire neuf ou par une centrale combiné à gaz sans taxation du CO₂ émis, étant de 28 à 30 € / MWh, une année de prolongation d'un réacteur nucléaire amorti se traduit par une économie annuelle de coûts de production de 100 millions d'euros. Il est donc nécessaire d'étendre la durée de vie des centrales nucléaires, mais une telle politique ne saurait être suffisante.

Il convient simultanément, sauf à être contraint de pousser la durée de vie des réacteurs au-delà du raisonnable.

Sans solution de remplacement rapidement disponible, l'obligation de prolonger les réacteurs au-delà du raisonnable

A cet égard, un scénario étudié par EDF permet de mettre en évidence l'impact sur la durée de vie de

la date de démarrage du renouvellement du parc. Ce scénario vise à reconstituer, à l'horizon 2050, un parc électronucléaire d'une taille de 50 GWe, ce qui correspond à 66 % de la consommation d'électricité en base.

Entre 2020 et 2035, les réacteurs nucléaires de remplacement seraient ceux de la Génération 2015 pour 25 GWe, puis ceux de la Génération 2035, à hauteur de 25 GWe pour la période 2035-2050. On constate alors que la durée de vie moyenne du parc actuel devrait alors nécessairement être poussée à 48 années, le bouclage du système devant être assuré par la prolongation de la durée de vie des réacteurs actuellement en service.

Si le début du renouvellement était retardé à 2025, alors entre 2025 et 2035, la durée de vie des réacteurs en service devrait alors être poussée à 52 ans.

Enfin, le fait de repousser le renouvellement à

2035 aurait pour conséquence que la durée de vie des réacteurs actuellement en service doit être poussée à 59 ans. Les conclusions de l'étude d'EDF, reprise par le DGEMP, sont donc claires et difficilement contestables.

Durée de vie moyenne des réacteurs du parc d'EDF actuel pour maintenir un niveau de production en base donné			
Période de renouvellement	2020-2050	2025-2055	2035-2055
Rythme de renouvellement	2000 MWe / an	2000 MWe / an	3000 MWe / an
Durée de vie moyenne si capacité reconduite = 60 Gwe	49 ans	54 ans	59 ans
Durée de vie moyenne si capacité reconduite = 50 GWe	48 ans	52 ans	56 ans
Durée de vie moyenne si capacité reconduite = 40 Gwe	47 ans	50 ans	57 ans

Sauf à prendre des risques sur la durée de vie moyenne des réacteurs en service, il est indispensable que de nouveaux réacteurs entrent en fonctionnement, c'est-à-dire en service industriel, dès 2020.

.../...

II.-L'EPR et les autres réacteurs pour 2015 ; un lien entre les parcs d'aujourd'hui et de demain

Les réacteurs proposés pour une mise en service à un horizon rapproché, sont des réacteurs dérivés des réacteurs actuellement en fonctionnement, conçus selon les mêmes principes et capitalisant l'expérience acquise pendant plusieurs dizaines d'années sur des nombres de réacteurs importants. Ces réacteurs dits évolutionnaires sont aussi désignés sous l'appellation de réacteurs de la Génération III ou III+ ou de réacteurs pour 2015.

Au contraire, les réacteurs dits révolutionnaires ou de Génération IV, en totale rupture avec les réacteurs actuels, correspondent à une mise en service vers 2035. Pour 2015, les principaux réacteurs en concurrence sont l'EPR (European

Pressurized water Reactor) de Framatome ANP, l'ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de General Electric, l'AP 1000 (Advanced Passive pressurized water reactor) de Westinghouse BNFL, et les réacteurs VVER 1000 AES 91 et 92 du Minatom russe.

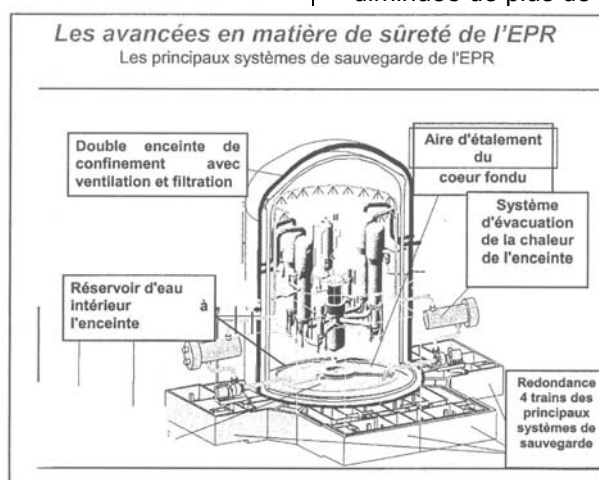
L'EPR, un projet de réacteur plus sûr et plus performant que ses prédécesseurs

Mis au point en relation étroite avec les autorités de sûreté française et allemande (jusqu'en 1998 dans ce dernier cas), l'EPR présente un ensemble d'innovations qui ont pour but d'accroître encore sa sûreté en tant que réacteur à eau pressurisée, tout en améliorant ses performances d'exploitation.

S'agissant de la sûreté, la prévention des accidents de fusion de cœur est renforcée, notamment au moyen de systèmes de sauvegarde redondants, diversifiés et séparés. Deuxième niveau de protection, le risque de fusion dans la cuve à haute pression est encore abaissé par rapport aux réacteurs actuels, tandis que, troisième niveau de protection, la récupération du cœur dans une aire d'étalement permet de protéger le béton et

Les recombinés d'hydrogène.

S'agissant des performances d'exploitation, le taux de combustion passe à 60 GWj/t contre un maximum de 47 GWj/t en 1995, le cycle d'exploitation étant porté à 18 mois contre 11 mois en 2003 pour le palier, avec une consommation d'uranium diminuée de 17 %. La durée des arrêts de tranche est réduite à 16 jours, contre 47 pour le palier N4, la durée des visites décennales étant diminuée de plus de la moitié.



La disponibilité de l'EPR devrait atteindre 91 % contre 81 % pour l'ensemble du parc EDF en 2001.

Au total, l'amélioration des performances d'exploitation permet d'abaisser de 10 % le coût de production du MWh par rapport à celui du dernier réacteur N4 construit en France.

Avec un coût de production du MWh de 27,7 € / MWh, la compétitivité de l'EPR est également assurée par rapport au cycle combiné à gaz de dernière génération (33,9 € / MWh).

Calculé sur une série de 10 tranches, démonstrateur-tête de série compris, le coût d'investissement unitaire s'élève à 2,6 milliards d'euros, soit 1 628 € / kW.

Même dans le cas d'une série de 4 tranches seulement, le coût de production du MWh de l'EPR, qui atteint alors 33 € / MWh, reste, selon EDF, compétitif avec celui du cycle combiné à gaz, tout en étant beaucoup moins sensible que ce dernier à des variations sur le prix du combustible.

Une concurrence étrangère forte

Au demeurant, l'EPR n'est pas le seul projet de réacteur sur le marché. L'ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de General Electric est un réacteur avancé de 1 350 MWe de la filière des réacteurs à eau bouillante, dont l'originalité principale provient de la simplification apportée à différents systèmes et à l'enceinte de confinement. Par rapport à tous ses concurrents, l'ABWR possède l'avantage certain d'être un modèle déjà éprouvé. Framatome ANP

propose également un projet de réacteur à eau bouillante intitulé SWR 1000, qui dispose de dispositifs de sûreté passive.

Les réacteurs à eau pressurée proposés par les concurrents de Framatome ANP sont l'APWR 1500 de Westinghouse, VVER 1000 du Minatom russe et surtout l'AP 1000 de Westinghouse.

Proposé par Westinghouse, le réacteur AP 1000 est un projet de réacteur à eau pressuré à sûreté passive renforcée de 1000 MWe. Ce projet de réacteur devrait se caractériser par une réduction de 50 % du nombre de ses composants, par une conception modulaire et par des délais de construction réduits à 36 mois entre le premier béton et le chargement du combustible, à quoi s'ajouteraient toutefois 6 mois de mise en service.

L'A 1000 semble combiner le retour d'expérience des réacteurs à eau pressurée avec une volonté d'innovation dans des proportions qui suscitent l'intérêt des nombreuses parties prenantes, exploitants et responsables de la politique énergétique. Ainsi, l'EPR n'est pas seul sur le marché, comme le montre d'ailleurs l'âpreté de la concurrence pour la construction

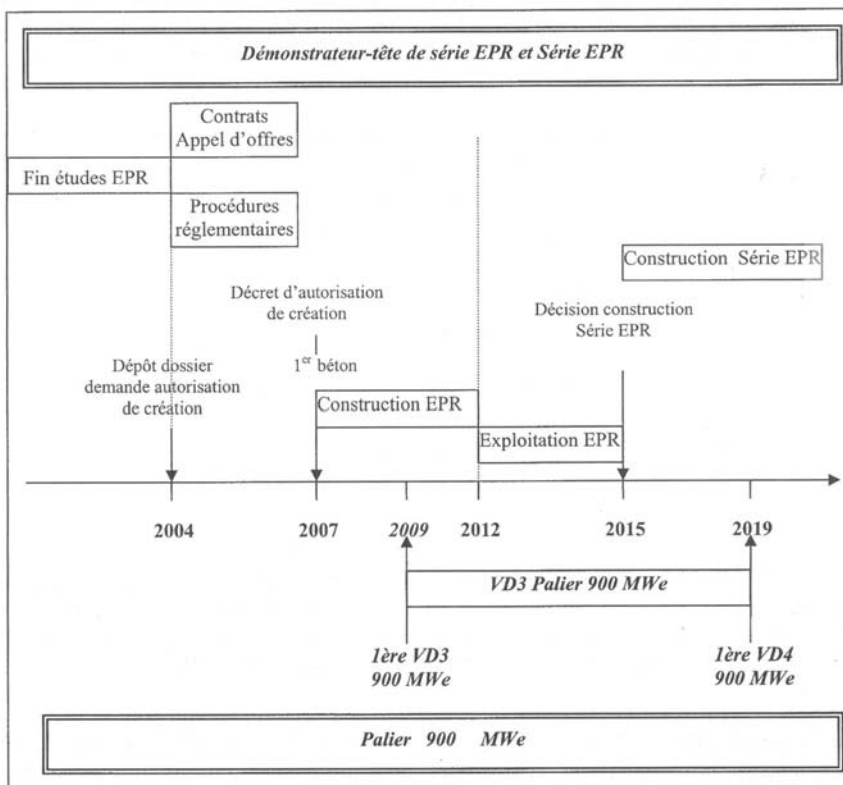
Rejets annuels dans l'atmosphère d'un cycle combiné à gaz

Polluants atmosphériques	Rejets dans l'atmosphère par an (en tonnes)
Dioxyde de carbone CO2	1 800 000 tonnes
Oxydes nitreux NOx	219 tonnes
Monoxyde de carbone	108 tonnes
Composés organiques volatiles	30 tonnes
Particules solides	117 tonnes
Dioxyde de soufre (SO2)	22 tonnes
Formaldéhyde	1 tonne
Benzène	0,2 tonne
Acide sulfurique	6 tonnes
Ammoniaque	212 tonnes

du 5^{ème} réacteur finlandais. Mais sa compétitivité est avérée.

La construction de l'EPR, une garantie contre les aléas et le moyen de lisser le renouvellement du parc

Dès lors, pour faire face à l'effet de falaise dû à la construction en un temps record du parc d'EDF, qui pourrait avoir comme contrepartie un effacement en quelques années de sa capacité de production, faut-il construire dès maintenant un démonstrateur EPR ?



Les raisons de prendre la décision d'autoriser EDF à lancer la construction sont multiples.

Les investissements déjà réalisés tant par Framatome ANP que par EDF lui-même ainsi que par l'autorité de sûreté, sont considérables. Un report supplémentaire et significatif de la construction de l'EPR entraînerait aussi de facto un réexamen de ses objectifs de sûreté.

Par ailleurs, contrairement aux idées reçues, un cycle combiné à gaz d'une puissance de 520 MW, souvent présenté comme un substitut possible aux réacteurs nucléaires, émet chaque année 2 millions de tonnes de CO₂ et plus de 600 tonnes de polluants atmosphériques.

Le choix du gaz exposerait en réalité à un double risque.

Le premier risque serait celui d'une hausse du prix du gaz qui renchérirait immédiatement le coût du MWh électrique produit, le coût du combustible représentant 80 % du coût de production d'un cycle combiné contre 15 % pour une centrale nucléaire.

Le deuxième risque serait de ne pouvoir respecter les obligations nationales de limitation des rejets de gaz carbonique ainsi que d'oxydes de soufre et d'azote qui s'imposent à la France dans le cadre du Protocole de Kyoto et des directives européennes relatives aux NO_x et aux SO_x.

Une autre raison capitale est qu'il convient de *lisser* le renouvellement du parc d'EDF pour des raisons industrielles et économiques.

Il est impératif de ne pas rééditer le « *sprint* » de 10 à 15 ans qui a été effectué par l'industrie nucléaire française dans les années 1980.

Un rythme trop élevé de construction oblige en effet à des investissements massifs. Par ailleurs, un programme trop rapide risque de multiplier les défauts de conformité. Enfin, une telle démarche forcée conduit à une longue période sans construction, ce qui nuit à une bonne utilisation des compétences et des équipements.

Compte tenu des délais de construction, EDF a pris ses responsabilités en souhaitant construire l'EPR le plus rapidement possible, afin de disposer d'une garantie humaine, technique et économique de renouvellement de son parc.

On ne voit pas sous quel motif l'électricien national pourrait se voir interdire cette possibilité

III.-Un important effort de R&D nécessaire pour réussir, à l'horizon 2035, la mise au point des autres projets de réacteurs

Avec la longue durée pour horizon, les buts que l'on peut se fixer pour la conception de réacteurs nucléaires en rupture avec les filières actuelles, supposent la réalisation de différents sauts technologiques.

Les sauts technologiques nécessaires

Premier saut technologique : la sûreté, de façon que les réacteurs soient intrinsèquement sûrs, c'est-à-dire pour lesquels il n'existe aucune possibilité de fusion du cœur suite à une perte de contrôle de la réaction en chaîne.

Deuxième saut technologique : la réduction de la quantité de déchets radioactifs produits ou le recyclage des déchets issus des autres filières.

Troisième saut technologique : la modularité des réacteurs, d'une puissance unitaire réduite, de façon à pouvoir être installés à l'unité dans des petits réseaux électriques ou au contraire en plusieurs exemplaires couplés pour des réseaux développés.

Quatrième saut technologique : l'utilisation des réacteurs pour différents types d'application : cogénération de vapeur et d'électricité, désalinisation de l'eau de mer et production d'hydrogène à partir de l'eau.

Les premiers projets à avoir marqué l'actualité du nucléaire, ces dernières années, sont, d'une part, le projet de réacteur hybride dit Rubiatron qui date de la fin 1993 et, d'autre part, les projets de réacteurs à haute température refroidis au gaz, intitulés PBMR (Pebble Bed Modular Reactor) et GT-MHR (Gas Turbine-Modular Helium cooled Reactor).

Une seconde vague de projets a été lancée par l'initiative de 2001 du Département de l'Energie (DOE) des Etats-Unis, intitulée Generation IV Nuclear Energy Systems Initiative, qui a réussi à fédérer autour de lui un ensemble d'organismes de recherche nucléaire de 10 pays dans une structure de coopération informelle appelée le GIF (Generation IV International Forum).

Simultanément, les réflexions sur les réacteurs hybrides ont repris au début des années 2000, débouchant sur le concept d'ADS (Accelerator Driven Systems), dans le cadre des recherches sur l'aval du cycle du combustible nucléaire et sur les méthodes de transmutation des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue.

Tous ces projets correspondent à des concepts déjà étudiés dans les années 1960-1970, mais dont l'avenir a été hypothéqué à la fois par des problèmes technologiques et par une compétitivité insuffisante par rapport aux réacteurs à eau légère, pressurisée ou bouillante.

Les réacteurs modulaires à haute température

Les réacteurs modulaires à haute température refroidis au gaz correspondent à une première voie de la recherche. Le PBMR (Pebble Bed Modular Reactor) est un projet de réacteur refroidi à l'hélium, d'une puissance unitaire de 100 MWe, qui présente l'originalité d'utiliser un combustible conditionné sous la forme de billes millimétriques enrobées de matériaux réfractaires et compactées sous la forme de galets de 6 cm de diamètre. Le projet PBMR, dont la puissance limitée devrait offrir des perspectives dans les pays à infrastructures de réseau électrique limitées, est aujourd'hui en perte de vitesse, du fait de ses performances économiques probablement insuffisantes.

Le projet de réacteur GT-MHR (Gas Turbine Modular Helium cooled Reactor) est issu d'une coopération entre les Etats-Unis et la Russie, sur la base de l'expérience accumulée dans différents pays, dans les années 1960-1970, sur les réacteurs à haute température. S'il s'agissait essentiellement au départ d'un soutien à l'industrie nucléaire russe pour la pérenniser sur place après l'écroulement de l'Union soviétique, le projet GT-MHR a été, en 1994, réorienté vers la consommation du plutonium provenant du démantèlement des ogives nucléaires russes, à la suite de la signature, en janvier 1993, du traité START II.

Par ailleurs, le GT-MHR a d'emblée visé une puissance unitaire de 300 MW, qui a semblé aux concepteurs un compromis satisfaisant entre l'exigence de sûreté intrinsèque, qui suppose une

une puissance réduite, et la compétitivité économique qui nécessite des économies d'échelle.

Selon les prévisions, un module de GT-MHR aurait la possibilité de consommer 250 kg de plutonium par an. L'objectif est de construire un premier exemplaire du GT-MHR en Russie à Seversk. Pour certains experts, le réacteur GT-MHR pourrait entrer en service en 2010. Pour d'autres, au contraire, la seule date envisageable est 2015-2016.

Les réacteurs de Génération IV

Parmi les 6 systèmes réacteurs-combustibles sélectionnés par la Generation IV International Forum, le projet de réacteur à très haute température refroidi à l'hélium VHTR (Very High Temperature Reactor), d'une puissance de 600 MWe est probablement celui dont l'avenir est le plus ouvert, en raison de ses applications potentiellement nombreuses.

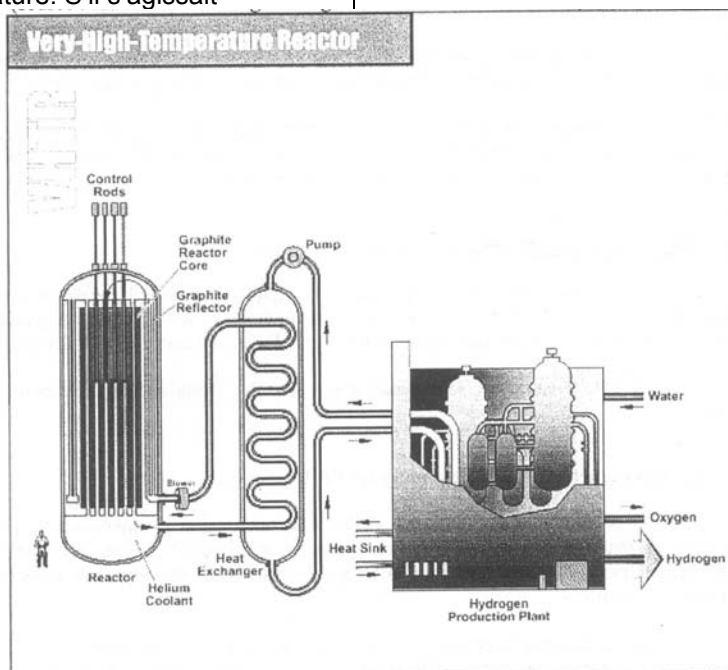
Se situant dans la ligne du réacteur modulaire du type GT-MHR, le VHTR s'en distingue par une température largement supérieure, puisque la température du gaz caloporteur devrait atteindre 1000 à 1100 °C, contre 800 à 850 °C pour ce dernier.

Le VHTR devait au départ brûler essentiellement un mélange d'uranium hautement enrichi et de thorium.

L'objectif, aujourd'hui, est explicitement que ce réacteur puisse non seulement brûler de l'uranium

faiblement enrichi, mais aussi incinérer du plutonium et des mélanges de plutonium avec certains actinides mineurs.

Contestée par certains experts, cette capacité permettrait une reprise des déchets issus des réacteurs REP. Dans cette hypothèse, le VHTR pourrait permettre de produire de l'électricité et de l'hydrogène, tout en reprenant les déchets des réacteurs à eau



légère, ce qui lui assurerait alors la suprématie sur tous les autres concepts de la Génération IV. La date prévue pour la mise en service d'un démonstrateur VHTR est 2017.

Le RNR (Réacteur à Neutrons Rapides) refroidi au sodium est également jugé comme un concept d'avenir, non seulement par la France, le Japon et la Russie, qui en exploitent, mais aussi par les Etats-Unis. Une autre version du RNR refroidi par un métal liquide est celle du RNR refroidi au plomb ou au mélange plomb-bismuth. Le RNR refroidi au gaz fait également partie des projets qui retiennent l'attention, la date prévue pour la mise en service d'un démonstrateur étant 2030, compte tenu des difficultés d'un tel projet.

Les réacteurs pour la transmutation des déchets

Une autre piste très importante pour l'avenir est celle des réacteurs spécialisés dans la transmutation des déchets.

A l'évidence, le choix à l'horizon 2030 de nouveaux réacteurs doit accorder la plus grande importance à la minimisation des déchets de haute activité à vie longue.

Mais un tel choix ne suffira pas à résoudre le problème des déchets générés par les réacteurs actuellement en fonctionnement.

Il conviendra donc de disposer de réacteurs spécialisés dans la transmutation des déchets produits par les réacteurs classiques.

De nombreux experts, notamment ceux du CEA, penchent en faveur des réacteurs à neutrons rapides. D'autres au contraire militent en faveur des réacteurs hybrides dits ADS (Accelerator Driven Systems).

Certains experts, enfin, indiquent que les ADS n'apporteraient qu'une solution partielle à la résolution du problème de l'aval du cycle, dans la mesure où ils ne pourraient pas brûler du plutonium, au contraire des réacteurs à neutrons rapides.

Il existe donc un débat dans la communauté scientifique au sujet de la priorité à accorder au développement, respectivement des réacteurs hybrides de type ADS et des réacteurs à neutrons rapides, qui mérite d'être rapidement approfondi.

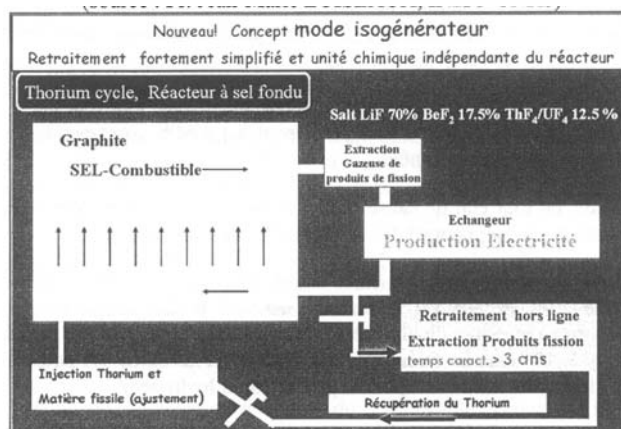
Les réacteurs à sels fondus

Enfin, d'autres systèmes réacteurs-combustibles doivent être étudiés dans le cadre d'une recherche de sources d'énergie pour le très long terme. Le système de combustible thorium 232-uranium 233 peut être envisagé pour la fission nucléaire contrôlée dans les réacteurs à sels fondus.

Le thorium présente l'avantage d'être trois à quatre fois plus abondant que l'uranium sur la croûte terrestre, avec une bonne répartition géographique sur l'ensemble des continents.

Par ailleurs, les réacteurs fondés sur ce

système consomment moins de matière fissile que les réacteurs à neutrons rapides pour produire la même quantité d'électricité.



En outre, leurs déchets contiennent beaucoup moins d'américium et de curium, deux actinides mineurs particulièrement pénalisants pour la gestion des déchets.

Premier avantage du système réacteur à sels fondus/thorium 232-uranium 233, il devrait s'agir d'un système économe en matière fissile.

Deuxième avantage capital au regard de la minimisation des déchets, ces réacteurs ne produisent que 20 kg d'américium et de curium contre 750 kg pour un réacteur à neutrons rapides produisant la même quantité d'électricité, soit un ratio de 1 pour 37,5.

Bien qu'ils possèdent probablement le potentiel le plus important à très long terme, les réacteurs à sels fondus ne sont pas une priorité pour les organismes de recherche nucléaire du GIF (Generation IV International Forum), ce qui devrait conduire la France à faire un effort particulier dans ce domaine.

Coopération internationale et pluralisme

En tout état de cause, les marchés du nucléaire dans l'avenir n'étant pas considérables, et les investissements se comptant par milliards d'euros, une coopération internationale est indispensable, avec partage des coûts et des profits, dont le modèle pourrait être celui d'Airbus.

Toutes les forces de la recherche française doivent donc être mobilisées pour atteindre un niveau suffisant dans la compétition internationale et pour qu'enfin s'instaure un véritable pluralisme de la recherche nucléaire, pluralisme facteur à la fois de transparence et d'efficacité.

Mai 2003