

Les réacteurs nucléaires surgénérateurs

Pourquoi ?

Comment ?

Quand ?



**Plaidoyer pour un avenir
énergétique durable et propre**

Dominique Grenèche



PNC-FRANCE
PATRIMOINE NUCLÉAIRE ET CLIMAT

Les réacteurs nucléaires surgénérateurs

Pourquoi ? Comment ? Quand ?

Dominique Grenèche

**Avec le soutien de l'Association de défense
du Patrimoine Nucléaire et du Climat**

<https://www.pnc-france.org/>



PNC-FRANCE
PATRIMOINE NUCLÉAIRE ET CLIMAT

Je ne blâme pas ni n'approuve, je raconte

Charles-Maurice de Talleyrand

Avant-propos

Le développement des réacteurs surgénérateurs de 4^{ème} génération est un sujet d'importance stratégique et écologique majeure. C'est un élément central du **nucléaire durable**, qui est seul à même d'apporter la garantie à moyen et long terme de notre approvisionnement en électricité décarbonée et de notre souveraineté énergétique, dans un strict respect de l'environnement.

Les crises successives du marché de l'énergie montrent que l'énergie nucléaire est une ressource indispensable à la France pour restaurer son indépendance énergétique et disposer à tous moments de l'électricité décarbonée, à un prix stable et accessible, nécessaire au fonctionnement de son économie. Ces crises ont en particulier confirmé que la politique de l'énergie s'inscrit dans le temps long, et exige une vision à très long terme, de l'ordre du siècle.

Dans son nouvel ouvrage : **« Les réacteurs nucléaires surgénérateurs. Pourquoi ? Comment ? Quand ? Plaidoyer pour un avenir énergétique durable et propre »**, Dominique Grenèche livre un puissant message, un appel à la raison et à l'espérance. Il épouse les objectifs de notre ONG dédiée à la défense du Patrimoine Nucléaire et du Climat (<https://www.pnc-france.org/>), dont il est l'un des prestigieux experts. Au nom de toutes celles et ceux qui accompagnent, font vivre et soutiennent PNC-France, en mon nom personnel, je tiens à le remercier d'avoir accepté que son livre soit présenté comme portant l'un de nos objectifs essentiels : relancer avec vigueur et clarté la R&D sur les réacteurs de 4^{ème} génération et reprendre le projet de construction d'un prototype de réacteur à neutrons rapides visant la surgénération du combustible. Un tel projet est

inscrit dans la loi de 2006 toujours en vigueur, mais a été arrêté en 2019 sans débat ni évaluation des conséquences stratégiques, énergétiques et environnementales de long terme pour la France.

Ces pages appellent à la raison et à l'optimisme face aux trois défis environnementaux et existentiels qui sont devant nous : le dérèglement climatique, l'épuisement des ressources naturelles et les pollutions :

- Le dérèglement climatique puisque le nucléaire est aujourd'hui le seul moyen disponible de production à la demande d'une électricité décarbonée, répondant ainsi à la fois aux impératifs climatiques et à l'exigence physique incontournable de l'équilibre à chaque instant de la production et de la consommation, à la stabilité du réseau et à la prévention de blackout.
- L'épuisement de la ressource en uranium, puisque l'inventaire des réserves de ce précieux métal ira s'amenuisant, laissant craindre une pénurie de combustible avant la fin de ce siècle. La vraie écologie demande à utiliser au mieux toutes les potentialités de l'uranium, et donc de consommer l'uranium appauvri et le plutonium issus du fonctionnement des réacteurs jusque-là construits ou en fonctionnement. La France dispose là d'un stock précieux et stratégique pouvant produire avec la surgénération une électricité décarbonée répondant à nos besoins pendant plusieurs millénaires.
- Les pollutions puisque les réacteurs nucléaires surgénérateurs non seulement peuvent utiliser et valoriser les « déchets » de haute activité à vie longue des réacteurs antécédents, en les recyclant totalement, mais en outre ils ne produisent qu'en faible quantité des déchets dont la demie vie est de surcroît environ 1000 fois plus courte que ceux des réacteurs non surgénérateurs.

Le livre de Dominique Grenèche est aussi un message d'espérance. Espérance qui inscrit la singulière histoire scientifique et industrielle du nucléaire dans l'histoire tragique contemporaine, puisque c'est au temps de l'union nationale de la Libération que le Général de Gaulle a créé le CEA, et que c'est pour faire face aux chocs pétroliers que la France a développé

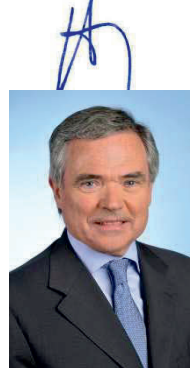
en un temps record un parc nucléaire dont on mesure chaque jour qu'il a été et demeure un atout unique pour notre pays.

Alors qu'à nouveau se sont levés de lourds nuages environnementaux, géopolitiques et de souveraineté, alors que l'accès à l'énergie est au cœur de tout et que l'électrification des usages est une nécessité incontournable pour le climat, la relance de la filière nucléaire dans le monde est puissante. Au-delà du prolongement et du renouvellement de son parc, la France doit entendre le message qui ressort de la démonstration de Dominique Grenèche, et renouer avec son épopée scientifique et industrielle nucléaire.

Nous avons tous le devoir de préparer l'avenir énergétique des générations futures. Sinon, alors même que la France a été le leader mondial de ce type d'équipement, elle pourrait devoir importer ses réacteurs surgénérateurs de pays étrangers qui les préparent déjà. Tergiverser encore aurait des effets incalculables ; de tels enjeux doivent rassembler au-delà des divergences idéologiques ou politiques.

Bernard Accoyer

Président PNC-France



SOMMAIRE

Avant-propos	1
Préface	7
Résumé	19
1 – Éléments de cadrage :	19
1.1 – Quelques repères sur l'énergie	
1.2 – Énergie et environnement : la médaille d'or revient au nucléaire	25
2 – Les réacteurs surgénérateurs : pourquoi ?	51
2.1 – Les fondements physiques	
2.2 – La surgénération : le Jackpot de l'énergie nucléaire	55
2.3 – Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) ramassent la mise	61
3 – Les réacteurs à neutrons rapides : comment ?	65
3.1 – Un précieux héritage	65
3.2 – L'élément structurant des RNR : le fluide caloporteur	69
3.3 – La solution de référence : le sodium liquide	73
3.4 – Une alternative au sodium : le plomb liquide	82
3.5 – Comparaison entre le sodium et le plomb	90
3.6 – L'option du gaz	93
3.7 – Un challenger atypique : le réacteur à sels fondus	97
3.8 – Le combustible des RNR	109
4 – Questions génériques	121
4.1 – Le cycle du combustible : tout est prêt	121
4.2 – Déchets radioactifs : les RNR les mangent	130
4.3 – Le risque de prolifération : quelle réalité ?	136
4.4 – Combien ça coûte ?	146

5 – Les RNR : quand ?	157
5.1 – Les ressources en uranium naturel : pour combien temps ?	157
5.2 – Les sept moyens d’aller sur la lune	169
5.3 – Le déploiement des RNR : le plus tôt sera le mieux	187
5.4 – L’exception française sur les RNR : grandeur, décadence et dérobade	199
5.5 – Pendant ce temps-là, le reste du monde s’agite	210
 6 – Conclusion générale	 227
 Références	 232
 Annexe	 233
 Remerciements	 241

Préface

Dominique Grenèche connaît les réacteurs nucléaires. Cet infatigable ingénieur et physicien a étudié pendant plus de 50 ans pratiquement tous les types de réacteurs que l'imagination et le travail des hommes a produits. Il a arpenté des chemins des plus exotiques, à commencer par le Thorium lors de sa thèse, sous la direction de Jules Horowitz, au début des années 70 pour finir avec l'ensemble des conceptions qui sont envisagées pour les futures générations de réacteurs. Il a étudié les géométries de cœur les plus diverses, des bilans neutroniques en tout genre, au CEA. Il a travaillé sur la sûreté des réacteurs pendant 7 ans à l'IRSN, puis sur le cycle des combustibles à Areva, enfin sur les risques de prolifération ou encore sur tous les plans de réacteurs de génération IV, au sein du forum international « Gen-IV », qui font l'objet de ce livre. Au sein des publications de cet ancien conseiller du haut-commissaire à l'Énergie atomique Robert Dautray, on trouve des études aussi exotiques que l'ajout de neptunium dans le combustible pour dégrader le Plutonium formé sous irradiation ou les difficultés de récupérer l'uranium de l'eau de mer... Il a beaucoup roulé sa bosse aux États-Unis, tant dans le cadre de ses nombreuses collaborations scientifiques avec des universités américaines ou avec le Department of Energy, qu'au directoire de l'American Nuclear Society pour y représenter l'Europe, que pour arpenter les routes de l'Idaho ou du Wyoming pour visiter les sites historiques du nucléaire américain. C'est-à-dire l'histoire.

Car une autre caractéristique essentielle de Dominique Grenèche, qui donne toute sa forme à cet ouvrage, est sa passion pour l'histoire. En témoigne les nombreuses anecdotes sur les personnages qui ont construit l'histoire du nucléaire (ainsi la reprise de la petite phrase d'Alvin Weinberg à propos de Wigner, lorsqu'il conçut le réacteur chargé de produire le Plutonium dans le projet Manhattan « quand je repense à ce concept de Wigner, je ne peux trouver qu'une analogie : Mozart »), en témoigne son annexe 1, qui reproduit intégralement le relevé de décision de la célèbre réunion du 26 avril 1944, réunion au cours de laquelle les premières idées de réacteurs surgénérateurs (« the mother plant ») et les caloporteurs appropriés (le mélange Plomb Bismuth, et déjà le sodium) étaient introduits par Fermi et Wigner. Lorsqu'il évoque la bible de 1958 de Wigner et Weinberg « the physical theory of neutron chain reactors », il rougit d'en

posséder un exemplaire et emploie le « nous » de modestie : « nous le gardons précieusement dans notre bibliothèque ». On peut imaginer où Dominique Grenèche rêverait de voyager si une journée de son choix dans l'espace-temps lui était accordée. Ce serait dans cette réunion du « New Pile Committee » du 26 avril 1944 au Chicago Metallurgical Laboratory, à moins que ce ne soit dans le désert du Nouveau-Mexique pour le premier essai nucléaire Trinity, ou encore, tout simplement, au-dessus des épaules de Frédéric Joliot, Hans Halban et Lew Kowarski aux premiers jours de mai 1939, pour regarder leurs plumes écrire les trois fameux brevets originels des applications civiles et militaires de la physique nucléaire.

Cette passion pour l'histoire fait de Dominique Grenèche un conteur. Dans la discipline des études nucléaires parfois réputée un peu « sèche », très technique, comprenant au moins autant de considérations d'ingénieur que de belle physique, il réussit à embarquer son lecteur (un petit peu éclairé quand même : grands débutants s'abstenir) dans une aventure en cours, celle des neutrons rapides, une aventure commencée il y a 80 ans et qui ne se terminera pas avant 80 ans. Telles sont les échelles de l'ingénierie nucléaire : le temps long. C'est pour cela que les expériences réalisées dans les années 1950 ou 1980 sont encore si riches en information. C'est pour cela que les jeunes ingénieurs dans les start-up aujourd'hui consultent encore des comptes-rendus d'expériences sur les sels fondus menés aux États-Unis au milieu des années 1960 ou que les concepteurs de réacteurs à neutrons rapides au sodium vénèrent ce qu'ils appellent le « trésor Phénix », le monumental retour d'expériences en tout genre obtenu pour cette filière par le réacteur Français durant ses 35 années de fonctionnement, entre 1973 et 2008, et par la filière de retraitement et de recyclage de son combustible usé durant plus de 25 ans. Lorsque l'on parcourt les références de l'ouvrage de Dominique Grenèche, on est frappé par la pertinence encore actuelle de publications écrites au cours de décennies parfois lointaines. On mesure là pleinement la spécificité de cette discipline, lorsqu'on la compare au traitement naturel du langage, à l'information quantique ou à l'immunothérapie, où les dernières années recouvrent les autres et les publications se périment vite.

Il faut donc de la patience pour l'ingénieur dans le domaine du nucléaire, de la patience pour apprendre et pour se repérer dans cette riche histoire aux curiosités multiples, aux essais divers et variés, parfois réussis, parfois ratés, mais toujours porteurs de connaissance. Le nucléaire est un

territoire peuplé de machines étranges, plus ou moins sophistiquées et parfois tordues, qui sont regroupées en famille, comme des espèces phylogénétiques, chaque famille comptant en son sein des individus singuliers, parfois célèbres. Ces machines ont pour noms EBR-I, Rapsodie, Phénix, Superphénix, BREST-300, et tant d'autres. Dominique Grenèche les connaît toutes. En témoigne son ouvrage magistral sur les réacteurs nucléaires¹, devenu une référence dans ce domaine en France comme l'étranger et qui siège sur les bureaux de tous ceux pour qui le nucléaire est avant tout un sujet scientifique et technique.

Si ce premier livre de 766 pages constituait une sorte d'encyclopédie des réacteurs nucléaires, le présent ouvrage se concentre sur les réacteurs surgénérateurs et sur leur rôle dans le futur. Surgénérateurs, c'est-à-dire capables pendant leur fonctionnement de générer plus de combustible nucléaire qu'ils ne consomment. Il n'y a là nul mouvement perpétuel, comme ont pu l'écrire quelques journalistes idiots ou malintentionnés. La matière de base pour « générer » ce combustible en surplus est tout simplement de l'uranium 238, matière sous-utilisée dans les réacteurs actuels, mais qui compose pourtant plus de 99% de l'uranium naturel. C'est là tout l'intérêt des réacteurs surgénérateurs : alors que les réacteurs actuels utilisent principalement de l'uranium 235 pour fonctionner, qui représente seulement 0,7% de l'uranium naturel, les surgénérateurs permettent d'employer la totalité de l'uranium naturel et ouvrent les perspectives d'un nucléaire durable et d'une souveraineté de l'Europe en énergie pour des siècles. L'enjeu derrière ce livre n'est donc pas mince et il concerne tous les Français.

Dominique Grenèche est un physicien passionné et un ingénieur engagé. Il entend mener ici une véritable démonstration de la nécessité de remettre rapidement sur le métier l'ouvrage de la France vers la construction des réacteurs à neutrons rapides, surgénérateurs, qui se prépare depuis plus de 70 ans, avec des phases de progrès phénoménaux (Phénix) et des phases de pause (le « séisme » de l'arrêt de Superphénix en 1998, la décision de sursoir à la construction d'Astrid en 2019, qualifiée de « réplique » par Dominique Grenèche).

Le raisonnement est soigneusement étayé tout le long du livre avec tous les chiffres et toutes les références nécessaires. Il peut toutefois se

¹ « Histoire et techniques des réacteurs nucléaires et de leurs combustibles », EdP Sciences, 2016.

résumer sommairement ainsi. Tout d'abord, l'approvisionnement en combustible uranium viendra à manquer avant la fin du siècle, en raison du développement du nucléaire mondial pour la décarbonation de l'économie et de la finitude des ressources, qui n'ont pas augmenté depuis trente ans, malgré des recherches soutenues notamment entre 2005 et 2015. Dominique Grenèche aurait pu approfondir le risque géopolitique qui pèse également sur la ressource en uranium, la majorité des ressources minières se trouvant dans des pays qui ne sont pas forcément nos alliés (des pays autour d'un bloc Chine-Russie) et qui sont aujourd'hui les plus gros constructeurs de centrales nucléaires au monde. Les autres ressources (Canada, Australie) serviront certainement en priorité les États-Unis plutôt que l'Europe. Ces pays en mesure d'organiser la pénurie en uranium sont aussi ceux qui apporteront la solution : les réacteurs surgénérateurs, à neutrons rapides (RNR), qui ont été développés sans discontinuer depuis 60 ans par les Russes et depuis une dizaine d'années (mais ils ont rattrapé leur retard) par les Chinois. Ces deux pays sont devenus incontestablement aujourd'hui les plus avancés sur la construction des RNR et annoncent tous les deux des réacteurs commerciaux en 2035. Même les États-Unis, traditionnellement opposés à l'usage civil du Plutonium, sont actuellement dans la course avec l'initiative « Terrapower » de Bill Gates.

Si la France et l'Europe veulent éviter d'avoir à dépendre des Russes ou des Chinois pour acheter demain leurs réacteurs, si elles veulent construire une souveraineté énergétique, il est alors impératif de reprendre la construction d'un RNR et ensuite d'en construire plusieurs, dès que possible. Les RNR au sodium sont la voie à privilégier : tous les RNR électrogènes réalisés jusqu'à présent, dans neuf pays, ont privilégié la filière sodium. La France dispose de tous les atouts nécessaires pour transformer l'essai de Phénix et Superphénix précisément dans cette filière : une connaissance très riche de ces réacteurs et des développements non moins riches sur le cycle de ce combustible. Il est temps de reprendre l'histoire des RNR en France. Selon Dominique Grenèche, « le plus tôt sera le mieux ». Son impatience confine à l'agacement lorsqu'il conclut : « notre pays a besoin de stratégies, pas de chefs comptables ». Et de citer le général Douglas MacArthur : « les batailles perdues se résument en deux mots : trop tard ».

Ces quelques phrases, ces quelques éléments de langage rapidement jetés, ne doivent pas faire l'économie de la lecture attentive de ce livre. L'ingénieur y trouvera un cheminement complet des arguments et

pourra se convaincre lui-même, en profondeur, du bien-fondé de l'ensemble du raisonnement.

Au-delà de la référence constante aux éléments historiques, déjà évoqués, le lecteur trouvera enfin ici un style, qui n'est pas pour rien dans la dimension pédagogique de l'ouvrage. Un style vivant, engagé, qui rompt parfois avec le style typique de l'ingénieur pour emprunter à celui du polémiste et qui contribue à tenir le lecteur en haleine. Ici, à propos d'une option discutable sur Astrid, « Enrico Fermi se retourne dans sa tombe ». Là, l'arrêt de Superphenix devient une « peine capitale ».

Parfois un seul mot tient lieu de phrase : ainsi, « GRANDEUR », lorsque l'auteur s'arrête un instant sur la France de la fin des années 80. C'est peut-être le mot à retenir à la fin de ce livre, qui se termine par une impatience voire une frustration. La frustration que l'on sent chez son auteur, Dominique Grenèche, concerne ce je-ne-sais-quoi qui fait encore défaut aujourd'hui, selon lui, à la France, pour décider, pour transformer l'essai, pour développer enfin les RNR et ainsi poursuivre l'histoire du nucléaire, atteindre sa souveraineté énergétique. Qui fait encore défaut aujourd'hui, mais peut-être pas demain : la GRANDEUR.

Vincent BERGER

Haut-commissaire à l'Énergie atomique

Conseiller maître à la cour des comptes



Yves BRECHET

Membre de l'Académie des sciences

Ancien Haut-commissaire à l'Énergie atomique



Résumé

Ce livre est né de l'incompréhension totale de l'auteur et de beaucoup d'autres concernant la décision subite et furtive prise en août 2019, d'abandonner le projet de prototype de réacteur à neutrons rapides (RNR) Astrid, pourtant prévu par la loi du 28 juin 2006. Cette loi stipule en effet dans son article 3 qu'il faut **mettre en exploitation un prototype de réacteur nucléaire de nouvelle génération avant le 31 décembre 2020**.

Le propos de ce livre est de montrer que le déploiement à grande échelle des RNR surgénérateurs de matière fissile est **essentiel pour assurer la pérennité de l'énergie nucléaire**. Nous expliquons pourquoi il est nécessaire d'engager **dès maintenant** un programme vigoureux de développement de RNR. Différer leur développement, ce serait prendre le risque qu'ils ne soient pas au rendez-vous pour se substituer aux réacteurs nucléaires actuels qui utilisent comme seul « carburant » l'uranium naturel, dont les ressources exploitables vont fatalement se raréfier au tournant de ce siècle. Ce livre vise donc à apporter et à analyser tous les éléments qui justifient cette nécessité. Ils sont étayés par des faits et des chiffres qui sont incontestables.

Chapitre 1 : Les enjeux de l'approvisionnement énergétique mondial

Nous présentons les enjeux actuels et futurs de l'approvisionnement mondial en ÉNERGIE. Nous montrons notamment que **l'énergie est VITALE** pour nos sociétés, en fournissant quelques points de repère tirés de notre vie courante. Nous examinons ensuite les composantes de l'équation énergétique mondiale actuelle et future montrant qu'il n'est **pas possible de trouver des solutions crédibles et durables sans une contribution importante d'énergie nucléaire**. Nous procédons par ailleurs à une analyse fouillée de tous les impacts environnementaux des différentes sources d'énergie qui placent l'énergie nucléaire sur la plus haute marche du podium.

Chapitre 2 : La surgénération de matière fissile

Nous expliquons le « secret » de la surgénération de matière fissile que l'on illustre par des analogies qui permettent de bien comprendre le principe de ce phénomène exceptionnel. Nous démontrons que le **SEUL MOYEN** d'y parvenir est d'utiliser du **PLUTONIUM** comme matière fissile et que c'est physiquement **impossible avec de l'uranium enrichi**, quel que soit le niveau d'enrichissement.

Chapitre 3 : Historique et types de RNR

Nous retraçons l'origine du concept de surgénération qui fut présenté pour la première fois par le génial physicien Enrico Fermi au cours d'une réunion réunissant une dizaine d'éminents scientifiques qui s'est tenue le 26 avril 1944, dont nous donnons le compte-rendu en annexe. C'était il y a 80 ans. Nous relatons les premiers travaux sur les RNR menés aux États-Unis après la guerre, qui ont abouti à la réalisation et au fonctionnement en **août 1951** du **premier réacteur nucléaire civil au monde** de production d'énergie **qui était un RNR** (EBR1, Experimental Breeder Reactor). Nous présentons ensuite les différents types de RNR pour lesquels l'élément structurant est le fluide caloporteur, et nous comparons les mérites et les faiblesses liés aux deux choix possibles de fluides sous forme de métaux liquides que sont le sodium et le plomb. Nous examinons également l'option du gaz qui est étudiée par certains pays, dont la France ainsi que celle des réacteurs à sels fondus (RSF) surgénérateurs, qui fait l'objet de travaux de R&D dans plusieurs pays, notamment pour les petits réacteurs modulaires (SMR) proposés en France par certaines startups. Nous présentons par ailleurs un panorama des différents types de combustibles de RNR, que sont les oxydes, les métaux, les carbures et les nitrures. À l'issue de cette analyse, il apparaît que le **SODIUM** constitue la solution la plus adaptée pour un développement des RNR **de grande puissance**, dans les meilleurs délais, compte tenu de l'expérience unique dont bénéficie cette filière (500 réacteurs-ans) qui a d'ailleurs fait l'objet d'un consensus technique quasi unanime dans le passé. En témoigne le recensement de **tous les réacteurs expérimentaux**

et tous les réacteurs électrogènes qui ont fonctionné dans les 9 pays qui **ont choisi de mettre en œuvre cette technologie du sodium comme fluide caloporteur**. Soulignons néanmoins que les autres fluides caloporteurs (Plomb, gaz, RSF) peuvent apporter des alternatives intéressantes à plus long terme, notamment pour les SMR, et méritent donc d'être étudiés.

Chapitre 4 : Questions génériques et cycle du combustible

Nous analysons des questions génériques en commençant par le cycle du combustible. Nous apportons notamment les preuves que notre pays possède une solide expérience dans ce domaine puisque des **installations pilotes de traitement et de recyclage du plutonium ont été construites et exploitées avec succès** dans le passé. Ce sont des faits qui contredisent les affirmations de certains hauts responsables qui, pour justifier l'arrêt d'Astrid, ont affirmé que l'on n'a pas « regardé le cycle ». Nous examinons ensuite la question des déchets pour montrer que **les RNR sont en mesure de les gérer au mieux en réduisant les quantités produites et en permettant au besoin d'en éliminer une partie**. Nous abordons également le thème du **risque de prolifération nucléaire** en clarifiant quelques notions souvent mal appréhendées. À l'issue de cet examen, il apparaît que **les RNR n'augmentent pas ce risque**, au demeurant très faible, par rapport aux réacteurs actuels. Pour les RNR au sodium, c'est même l'inverse du fait de la barrière supplémentaire que constitue le sodium liquide pour les manipulations d'assemblages irradiés. Ce danger parfois agité comme un chiffon rouge n'a donc **aucune réalité** tout au moins pour des installations placées sous les garanties de l'AIEA et qui sont soumises aux inspections régulières et aux contrôles continus exercés par cette agence internationale qui fait autorité. Enfin, sur le plan économique, nous analysons toutes les données disponibles qui montrent que **le surcoût de production électrique d'un RNR au sodium avec son cycle du combustible par rapport à un réacteur à eau pressurisée (REP) se situe tout au plus à 20 %**.

Chapitre 5 : Échéance et déploiement des surgénérateurs

Nous procédons à une analyse fouillée des scénarios de développement de l'énergie nucléaire dans le monde qui sont échafaudés par les grands organismes internationaux, afin d'estimer l'échéance la plus réaliste à laquelle les surgénérateurs devront être massivement déployés pour éviter que l'énergie nucléaire ne soit confrontée à de sérieuses difficultés d'approvisionnement en uranium naturel. Nous examinons pour cela les données les plus crédibles concernant les ressources en uranium connues ou probables, voire spéculatives en fonction de leur coût d'extraction. Nous montrons alors que dans tous les cas envisagés, on s'achemine vers une **raréfaction des ressources conventionnelles identifiées en uranium naturel économiquement exploitables au tournant de ce siècle ou au début du siècle prochain**. Nous passons ensuite en revue toutes les options qui pourraient permettre de repousser cette échéance, y compris le recours à des ressources non conventionnelles telles que celles contenues dans les phosphates ou l'eau de mer, ou encore l'uranium qui pourrait être récupéré par le réenrichissement de l'uranium appauvri. Nous examinons également la possibilité de recourir à de nouvelles technologies permettant une meilleure utilisation de l'uranium dans les réacteurs de troisième génération, ou encore le recours au cycle au thorium. À cette occasion, nous montrons que le **multirecyclage du plutonium** dans nos réacteurs à eau pressurisée, appelé curieusement cycle « semi fermé » (AOC française), conduit à des économies en uranium de quelques pour cent seulement. Cette analyse démontre **qu'il n'existe aucun moyen crédible susceptible de décaler significativement l'échéance de raréfaction des ressources en uranium** au-delà du début du siècle prochain. Face à une telle perspective, on peut craindre que des investisseurs ou même des gouvernements hésiteront à financer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires de troisième génération s'ils n'ont pas de garanties suffisantes permettant de s'assurer qu'ils pourront être alimentés en combustible à des prix raisonnables pendant toute leur durée de fonctionnement prévue au minimum à 60 ans. Dès lors, il convient d'examiner quelles sont les contraintes qui peuvent peser sur ce rythme de déploiement des RNR. À cet égard, on constate que le principal

obstacle susceptible d'entraver le rythme de déploiement des RNR est celui de la **DISPONIBILITÉ du PLUTONIUM** qui, on l'a vu, est le seul carburant permettant d'atteindre la surgénération. Mais il faut aussi tenir compte de l'inertie qui caractérise la réalisation de nouveaux de projets dans le secteur nucléaire, ainsi que des limites raisonnables liées aux capacités des installations du cycle du combustible. Ces considérations révèlent que la mise en place d'un parc nucléaire constitué principalement de RNR surgénérateurs ne peut pas s'envisager en pratique avant le début du siècle prochain. Ce dernier chapitre est l'occasion de présenter et de commenter les trois grandes périodes du développement des RNR en France : **la grandeur** depuis les années 1950 jusqu'à la fin des années 1990 où la France s'est hissée au premier rang mondial de maîtrise de cette technologie, **la décadence** avec la destruction en plein vol du réacteur Superphénix en 1997 qui était alors le plus puissant de la planète, **la dérobade** récente du programme de développement de cette filière nucléaire aux atouts exceptionnels. Pendant ce temps-là, plusieurs autres grands pays nucléaires s'engagent résolument dans ces programmes comme le montre le panorama des activités internationales qui est présenté pour clore ce chapitre.

Au terme de cette analyse, il se confirme que notre souveraineté énergétique ne peut être assurée que par le recours massif à l'énergie nucléaire, qui est une grande chance pour notre pays. Mais pour garantir la pérennité de cet avantage majeur, il est de la plus haute importance de **relancer au plus vite la réalisation d'un programme d'envergure sur les réacteurs surgénérateurs**. À cet égard, la construction d'un **démonstrateur industriel doit être engagée au plus vite**. Cette décision serait d'autant plus fondée que nous sommes le seul pays au monde qui rassemble tous les atouts pour déployer ces RNR à grande échelle. En effet, nous possédons une expérience unique au monde sur cette technologie, grâce à notre vaste programme passé de R&D couronné par la construction et l'exploitation des RNR de puissance Phénix et Superphénix. Nous bénéficions en outre d'un savoir-faire industriel inégalé sur le traitement de combustibles usés et le recyclage du plutonium qui sont nécessaires au fonctionnement des RNR. Enfin, nous avons accumulé sur notre territoire d'énormes quantités

d'uranium appauvri qui sécurisent l'alimentation d'un parc de RNR pendant plusieurs milliers d'années et qui élimine ainsi tous nos besoins d'importation d'uranium naturel.

Il s'agit à l'évidence d'un enjeu stratégique pour l'avenir énergétique à long terme de la France et pour la lutte efficace contre le réchauffement climatique via le développement d'un moyen de production massive d'énergie décarbonée. Repousser la décision de construction d'un prototype industriel ferait courir le risque de perdre tous les bénéfices de la stratégie d'anticipation suivie jusqu'à présent, qu'il s'agisse du maintien des compétences ou de la préservation des stocks de matières valorisables.

En conclusion, il est urgent de prendre des décisions qui dépassent largement les agendas politiques ou les luttes d'influence. Faute de quoi, il ne nous restera plus qu'à acheter des RNR « made in China » ! Nos grands décideurs n'auront plus alors qu'à méditer la déclaration du Général Douglas MacArthur : « *Les batailles perdues se résument en deux mots : trop tard !* »

* * * * *

1 - Éléments de cadrage

1.1 - Quelques repères sur l'énergie

Pour commencer, il convient de rappeler quelques ordres de grandeur. L'unité de base utilisée pour quantifier l'énergie est le **joule** (de symbole J) qui est une unité dérivée du Système international (SI). Mais cette unité est très petite pour exprimer des quantités d'énergie mises en jeu dans la vie courante et dans certains domaines. C'est pourquoi on utilise plutôt des multiples comme le kilojoule ($\text{kJ} = 1000$ joules), le mégajoule ($\text{MJ} = 1$ million de joules), etc. En pratique, on s'intéresse souvent à des puissances, qui comme on le sait, sont des quantités d'énergie délivrées en un temps donné. L'unité est alors le watt qui vaut 1 joule par seconde, ou ses multiples, le kilowatt (kW), le mégawatt (MW), etc. Mais ces grandeurs sont encore assez peu « parlantes » pour les hommes, et c'est pourquoi, pour évaluer une énergie, on préfère souvent employer le kilowattheure (kWh), qui est l'énergie délivrée pendant une heure par un dispositif d'une puissance de 1 kW et qui vaut donc 3 600 000 joules. C'est en effet une unité qui parle bien au consommateur qui paye ses factures d'électricité !

Quelques exemples très concrets permettent de se rendre compte de ce que l'on peut faire avec un kilowattheure :

- Prendre une douche (50 litres d'eau élevés de 20 °C)
- Se déplacer sur une distance de 2 km avec une petite voiture à moteur thermique qui consomme 6 litres d'essence au 100 km (1 litre d'essence = 8,9 kWh), ou pour faire 6 km avec une petite voiture électrique (17 kWh au 100 km)
- Ouvrir sa télévision pendant 10 heures (ou la laisser en veille pendant 6 jours)

- Procéder à un examen médical par IRM pendant cinq minutes²
- Faire une lessive avec une petite machine à laver le linge

À cette consommation directe d'énergie, il faut ajouter ce qui est appelé parfois l'énergie « grise » qui est la quantité d'énergie consommée pour élaborer un matériau ou d'un objet manufacturé quelconque, comprenant l'énergie dépensée tout au long de son cycle de vie, pour l'extraction des matériaux naturels, leurs transformations, la fabrication de l'objet, son transport, sa mise en œuvre, et enfin son recyclage. L'énergie grise est en effet une énergie cachée, indirecte, au contraire de l'énergie liée à l'utilisation. Cette énergie est parfois très difficile à estimer, mais il existe de nombreuses études qui fournissent des données sur ce sujet. Citons à titre d'exemple, l'énergie dépensée pour élaborer l'aluminium nécessaire au façonnage d'un rouleau d'emballage fabriqué avec ce métal (200 m x 33 cm x 10 microns, densité 2,7) est de 12,5 kWh. Celle qui est associée à un smartphone est de l'ordre de 200 kWh et elle atteint environ 1000 kWh pour un ordinateur portable.

On aura une meilleure idée de ce que représente une puissance de 1 kW, en la comparant à celle d'un animal de trait qui fut très longtemps utilisé comme force motrice principale pour seconder les efforts humains dans l'agriculture ou le transport (et qui l'est toujours beaucoup dans de nombreux pays). À cet égard, l'animal domestique commun le plus puissant est le cheval qui peut développer une puissance de 0,4 à 0,8 kW, devant celle d'un bovin qui se situe entre 0,3 et 0,5 kW et celle d'un âne qui est de l'ordre de 0,15 à 0,2 kW³. En comparaison, l'énergie développée par un adulte qui exerce une activité physique est bien faible. À titre d'exemple, un très bon cycliste développe une puissance instantanée de 300 watts au maximum (coureur du tour de France), de quoi allumer 3 ampoules de 100 watts. Faites vous-même l'expérience avec un vélo d'appartement qui affiche les kilocalories (1 kcal = 4180 joules) et le temps écoulé pour fournir une énergie donnée. Vous constaterez alors avec dépit qu'il est difficile

² Efficacité énergétique des équipements médicaux - IRM, scanners, appareils de radiographie – Suisse énergie
- 14 août 2020

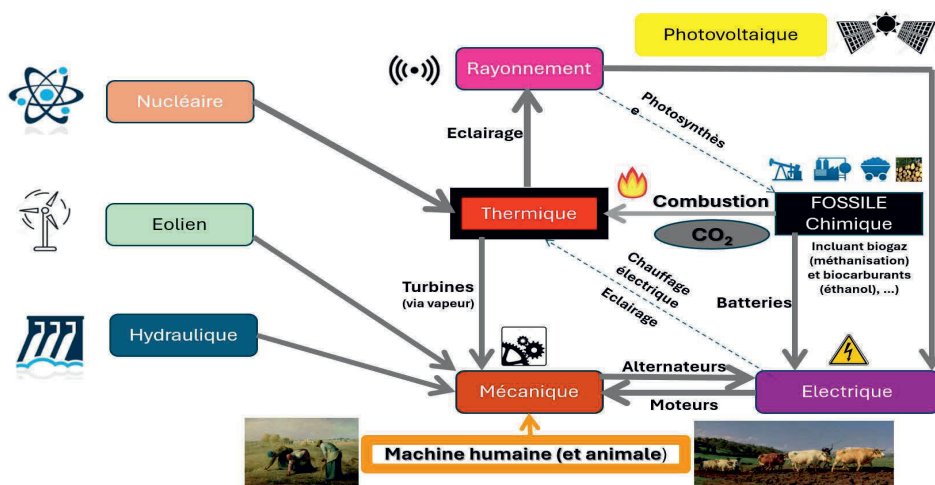
³ <https://www.fao.org/3/ah810f/AH810F09.htm>

pour vous de maintenir constamment allumée une ampoule de 50 watts pendant une heure. Si notre champion cycliste parvient à tenir le rythme de 300 watts pendant une heure, il va produire une énergie de 0,3 kWh, soit ce que consomme une petite voiture électrique pour faire à peine 2 km. D'une façon plus générale, on peut estimer qu'un travailleur manuel peut produire environ 0,5 kWh d'énergie par jour. Or la consommation moyenne d'énergie primaire d'un Français est d'environ 37 000 kWh par an (2500 TWh par an pour 68 millions d'habitants), soit 100 kWh par jour. C'est donc l'équivalent de **200 travailleurs manuels** que Jean Marc Jancovici, grand expert français du domaine énergétique et environnemental (voir sa fiche Wikipédia), nomme des « **esclaves énergétiques** », ce qui est une bonne façon de mesurer notre dépendance à l'énergie ! Notons au passage qu'un animal de trait est tout de même plus performant qu'un esclave puisque sa puissance peut atteindre 1 kW.

L'énergie est donc vitale (au sens étymologique du terme) pour l'existence même des espèces biologiques en général et pour l'homme en particulier. À l'état naturel, elle provient essentiellement du rayonnement solaire (créé par les réactions nucléaires de fusion), y compris par ses effets indirects comme les écarts de pression et température dans l'air qui engendrent les vents. Elle provient également de la chaleur émise par le manteau terrestre⁴ (due principalement à la radioactivité de l'uranium et du thorium !), de l'énergie mécanique liée à l'attraction lunaire (marées) ou dans l'eau (courants marins), l'énergie houlomotrice (houle et vagues créées sous l'effet des vents), et enfin d'effets gravitaires (chute d'eau). Pour les besoins de ce livre, nous avons élaboré un schéma présenté sur la figure 1 qui illustre les liens entre ces différentes formes d'énergie.

⁴ <https://www.futura-sciences.com/planete/questions-reponses/terre-vient-chaleur-interne-terre-19294/#une-puissance-de-46-tw>

Figure 1 – Les différentes formes d'énergie et leurs transformations



Les quantités d'énergies dites « renouvelables », EnR, sont considérables et pratiquement illimitées dans la durée à l'échelle humaine. Toutefois elles sont diffuses et elles nécessitent des systèmes de récupération permettant de les utiliser pour nos besoins (éoliennes, barrages, forages, panneaux solaires, etc.). De ce fait, elles ne peuvent pas produire de l'énergie de façon suffisamment massive pour satisfaire les énormes besoins de l'humanité contemporaine.

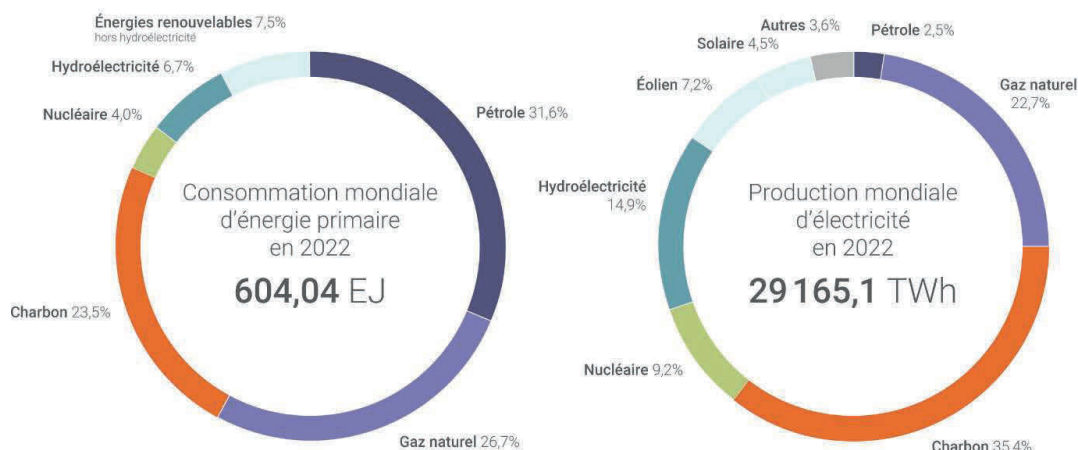
En conséquence, il est totalement utopique de vouloir subvenir aux besoins mondiaux en énergie uniquement avec ces EnR, ne serait-ce que par le caractère intermittent et aléatoire de certaines d'entre elles, comme celle fournie par des éoliennes, qui ne produisent d'ailleurs que de l'électricité dont on sait qu'elle n'est pas stockable de façon massive. À titre indicatif, on peut calculer qu'il faudrait un parc mondial de sept milliards d'éoliennes de 2 MW (puissance moyenne en France, avec un rendement moyen de 25 %), pour fournir les 29 165 TWh l'électricité consommée dans le monde en 2022. La surface occupée par ces machines serait d'environ 1,4 million de km², soit presque trois fois la surface de la France métropolitaine et elles nécessiteraient des socles en béton armé d'une masse

totale de 10 mille milliards de tonnes de béton armé et comprenant 250 milliards de tonnes de ferraillage. Quant aux panneaux solaires, il en faudrait cent mille km², à condition de ne pas avoir besoin d'électricité pendant la nuit. A noter que la fabrication de ce béton dégagerait 1500 milliards de tonnes de CO₂, soit l'équivalent d'environ 50 fois les émissions totales annuelles de CO₂ dues aux activités humaines dans le monde. Ces chiffres faramineux suffisent à montrer l'absurdité d'une telle hypothèse.

Cela montre bien l'impérieuse nécessité de recourir à d'autres formes d'énergie aujourd'hui et demain si l'on fait l'hypothèse d'un développement même contraint de nos sociétés : croissance modérée de la population mondiale, accès progressif à l'énergie pour les plus démunis, évolution raisonnée de la consommation d'énergie, incluant de fortes incitations aux économies voire d'éventuelles restrictions.

Les termes de l'équation énergétique mondiale sont illustrés par les graphiques présentés sur la figure 2⁵

Figure 2 - Production mondiale d'énergie primaire et production d'électricité (sources [1])



⁵ EJ signifie Exajoule, soit 10¹⁸ joules. La correspondance avec les « tonnes-équivalent-pétrole » (Tep), unité souvent utilisée est 1 EJ = 0,02387 Gtep (milliard de Tep). Les chiffres indiqués sont ceux de l'énergie primaire, y compris pour le nucléaire.

De ces chiffres, on peut tirer trois enseignements majeurs pour le mix énergétique mondial tel qu'il se présente aujourd'hui :

1. L'écrasante domination des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz), tant pour la production d'électricité (sauf le pétrole) que pour la production totale d'énergie. Telle est l'origine principale de nos émissions anthropiques de CO₂ et donc du réchauffement climatique (voir paragraphe 1.2).
2. La part assez modeste des EnR intermittentes (éolien et solaire) dans la production d'électricité (11,7%) et de seulement 7,5 % dans le mix énergétique global.
3. La part de l'énergie nucléaire qui est encore un peu moindre (9,2 %) dans la production d'électricité. On notera néanmoins que cette énergie nucléaire est utilisée uniquement à la production d'électricité, mais qu'une partie de cette énergie pourrait servir demain pour produire de la chaleur, et pourrait élargir ainsi son champ d'application. Cela n'est évidemment pas possible avec l'éolien ou le photovoltaïque. Le solaire peut également fournir de la chaleur économiquement dans certaines zones bien ensoleillées (mais seulement le jour !)

Il est peu probable que les termes de cette équation énergétique mondiale puissent se modifier radicalement dans les décennies qui viennent, sauf événement majeur qui, par définition, est totalement imprévisible aujourd'hui. À plus long terme cependant, vers le tournant de ce siècle, on s'achemine inéluctablement vers un profond changement du « paysage énergétique », du fait que l'uranium, qui est le « carburant » des réacteurs nucléaires, va fatalement se raréfier, comme d'ailleurs les ressources fossiles (sans doute vers le milieu de ce siècle pour le pétrole et

le gaz⁶). À cette échéance, l'énergie de fusion nucléaire pourrait se substituer très partiellement à ces énergies fossiles. Toutefois, en l'état actuel de son développement technologique et des connaissances, il paraît totalement exclu que cette énergie de fusion soit suffisamment développée d'ici la fin de ce siècle pour qu'elle puisse fournir massivement de l'énergie à des coûts raisonnables.

Le décor est planté. Il nous faut examiner maintenant quelle contribution peut apporter l'énergie nucléaire pour résoudre cette équation énergétique complexe, soumise à de multiples contraintes d'ordre technique, industriel, économique, financier, sociétal, environnemental. À cela s'ajoutent des facteurs géopolitiques de plus en plus pesants liés notamment aux approvisionnements en combustibles (fossiles ou uranium) et en métaux critiques et terres rares ou autres ressources naturelles qui sont fatalement limitées. Et cela sans compter le biais parfois déterminant qu'imposent certaines doctrines politiques ou considérations liées aux agendas électoraux et aux alliances de partis qui peuvent prendre le pas sur l'intérêt national.

1.2 – Énergie et environnement : la médaille d'or revient au nucléaire

Nous allons voir ici que toutes les formes de production d'énergie ont un impact sur l'environnement. Le plus important concerne sans aucun doute celui qui est lié aux émissions de gaz à effet de serre (GES) associées à chaque source d'énergie sur l'ensemble du cycle de vie. Bien que le CO₂ soit le principal GES, il en existe d'autres, tels que le méthane ou les oxydes d'azote qui ont également des effets plus ou moins prononcés sur le réchauffement de l'atmosphère par effet de serre. C'est pourquoi on exprime généralement l'effet global de ces GES à l'aide d'un paramètre qui agglomère ces divers effets, dont l'unité est l'équivalent CO₂, noté « eqCO₂ ».

⁶ <https://www.carbone4.com/analyse-faq-energie-climat>

Pour être pertinent, le calcul de ces émissions doit être effectué sur l'ensemble du « cycle de vie » du processus de production d'énergie, c'est-à-dire depuis l'amont (approvisionnement en matériaux de base, extraction de minerais, etc.) jusqu'à l'aval qui comprend le démantèlement des installations et la gestion des déchets. Ce type d'analyse est appelé « Analyse du cycle de vie » (sigle ACV), que l'on désigne parfois de façon imagée par analyse « du berceau à la tombe » (en anglais « from cradle to grave »).

Pour ce qui concerne la production d'électricité, le tableau 1 présente les valeurs des émissions de CO₂, qui est le principal GES émis dans ce cas.

Tableau 1 - Émission de CO₂ pour la production d'électricité selon les sources d'énergie

Emissions de CO ₂ par source d'énergie en grammes par kWh (g/kWh)*			
Fossiles		Renouvelables	
Charbon	1060	Solaire**	43
Fioul	730	Eolien***	14
Gaz	418	Hydraulique	6
Nucléaire : 3,7 g/kWh			

* Source ADEME (pour le nucléaire, le chiffre de 3,7 g/kWh est en cours de validation)

** Photovoltaïque avec panneaux fabriqués en Chine

*** Eolien terrestre. Pour l'éolien en mer c'est 15 g

Pour le nucléaire, le chiffre indiqué résulte d'une étude extrêmement fouillée d'EDF, parue en 2022⁷, qui a été validée par un groupe d'experts indépendants, et reprise par l'ADEME, ce qui constitue un gage absolu de crédibilité venant d'une agence nationale dont on sait la position pour le moins hostile au nucléaire. Le tableau 2, tiré de la page 44 du rapport, présente une synthèse de ces résultats.

⁷ ACV du kWh nucléaire EDF – 5/5/2022 - https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-06/edfgroup_acv-4_etude_20220616.pdf

Tableau 2 - Indicateur changement climatique pour le nucléaire exprimé en grammes équivalent CO₂ de gaz à effet de serre – Résultats par étapes du cycle de vie

Étapes	g éq CO ₂ /kWh
Mines - traitement	1,3
Conversion	0,3
Enrichissement	0,4
Fabrication	0,1
Production - construction	0,6
Production - exploitation	0,3
Production - déconstruction	0,1
Traitement CU	0,5
Stockage déchets	0,1
TOTAL	3,7

Note – Le calcul de l'indicateur exprimé ici en « g eq CO₂/kWh » est basé essentiellement sur les émissions de CO₂ mais il tient compte aussi de l'émission d'autres gaz à effet de serre tels que N₂O, CH₄ ou SF₆ (voir détails dans l'étude EDF)

On constate sur ce tableau que pour cet indicateur de changement climatique, les phases amont du cycle apparaissent majoritaires (57 %), principalement à cause de la phase Mine/traitement de l'uranium (36 %). Les autres postes contributeurs des étapes amont sont la conversion (notamment du fait de la consommation d'acide fluorhydrique) et l'enrichissement de l'uranium via la consommation d'électricité (au demeurant décarbonée en France où est installée l'usine d'enrichissement GBII).

Soulignons dès maintenant que les RNR suppriment totalement cette phase amont puisque ces réacteurs n'ont plus besoin d'être alimentés par de l'uranium enrichi, comme on le verra au paragraphe 2.1. Autrement dit, **les émissions de GES du nucléaire sur l'ensemble de son cycle de vie,**

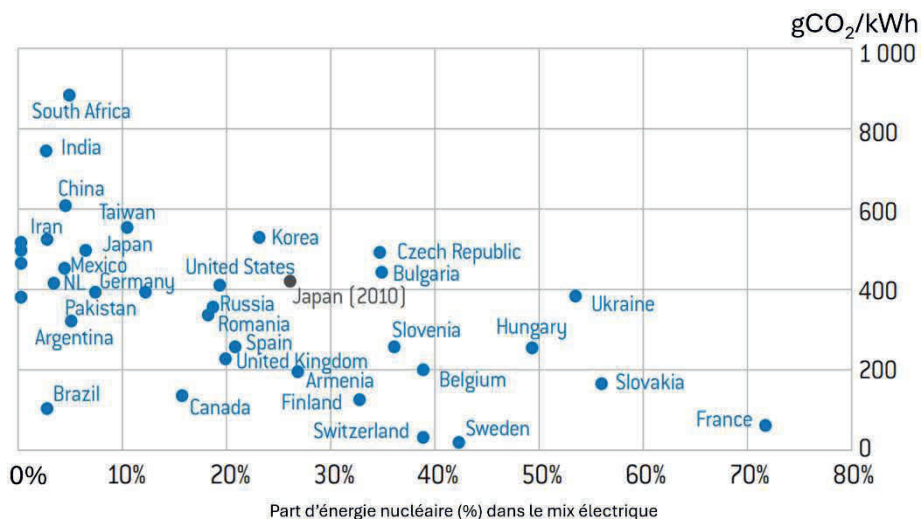
qui sont déjà très faibles, sont encore réduites avec les RNR, avec une valeur de 1,6 g eqCO₂/kWh

Au niveau mondial, les émissions de CO₂ contribuent pour les trois quarts aux émissions de GES et elles ont dépassé les 40 Gt (les autres GES d'origine entropique étant principalement le méthane et les oxydes d'azote). La part de ces émissions de GES dues à la production d'électricité se situe autour de 25 % dans le monde, mais cette part est presque nulle en France grâce à sa production presque totalement décarbonée d'origine nucléaire (pour 65 %) ou hydraulique (12 %) ainsi que celle provenant de l'éolien (15 %) ou solaire (6,5 %). La moyenne pondérée est de 8 g CO₂/kWh⁸. C'est l'une des plus faibles valeurs des pays européens dont la moyenne s'établit à environ 250 g/kWh⁹ et même de tous les pays du monde qui produisent en moyenne 350 g CO₂/TWh. Le graphique présenté sur la figure 3 illustre bien cette corrélation entre les émissions de CO₂ et la part de l'énergie nucléaire dans les mix énergétiques de production électrique de différents pays. Il convient néanmoins de noter que les pays qui bénéficient d'une forte proportion d'énergie hydraulique pour leur production électrique sont de faibles émetteurs de CO₂. C'est notamment le cas du Brésil, du Canada, de la Suisse ou de la Suède, dont les proportions d'énergie électriques d'origine hydraulique et nucléaire en 2023 sont respectivement de 63 % et 2,2 %, 60 % et 13 %, 61 % et 29 %, 43 % et 31 %.

⁸ Le rapport annuel 2022 « climate transparency report » affiche pour la France une valeur de 59,8 g/kWh (page 9). Bien que le détail de calcul ne soit pas disponible, une telle différence avec la valeur que nous calculons ici s'explique certainement par la prise en compte d'une valeur totalement erronée retenue par l'ADEME en 2020 de 66 g de CO₂ par TWh, soit presque 20 fois supérieure à celle que nous indiquons ici. La publication d'une valeur aussi pénalisante pour le nucléaire s'explique probablement par le fait que cette agence d'état était placée à l'époque sous le contrôle d'un ministre ouvertement antinucléaire, dont le mandat s'est achevé en juin 2022.

⁹ <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/F-emission-intensity-14#tab-chart>

Figure 3 – Émissions de CO₂ de la production d'énergie électrique en fonction de la part d'énergie nucléaire dans le mix énergétique de cette production¹⁰



Dans l'acception la plus large possible du terme « environnement », on peut définir celui-ci comme l'ensemble des éléments naturels et artificiels qui nous entourent. Toute forme de production d'énergie a alors un impact plus ou moins direct sur certaines composantes de cet environnement, lesquelles peuvent être regroupées dans les catégories suivantes :

- La biosphère en général : ressources naturelles biotiques (faune, flore incluant les forêts) et abiotiques (air, eau, sol), ce qui inclut donc les ressources naturelles exploitables (sources d'énergie fossile, métaux, terres rares ...),
- La géosphère, notamment le climat avec ses effets possibles sur les événements climatiques extrêmes, le volume des glaces ou encore le niveau des mers,
- Les êtres humains eux-mêmes : nuisances sonores, visuelles ou olfactives (en sachant que les effets sur la santé font l'objet d'un autre chapitre), préjudices causés par l'occupation de terrains par les installations de production d'énergie du fait qu'ils ne peuvent plus être utilisés pour d'autres usages,

¹⁰ Nuclear energy : changing the balance of power -Marco Baroni - Fondation pour l'innovation politique – Fondapol. Décembre 2020

- Les paysages, via les transformations significatives du relief ou d'autres éléments qui caractérisent ces paysages,
- Le patrimoine humain susceptible d'être affecté par un effet quelconque lié à la production d'énergie : héritage architectural (ruines anciennes, monuments historiques), et d'une façon plus générale toute construction humaine.

Pour analyser complètement les impacts sur l'environnement du processus de production d'énergie, il faut par ailleurs inclure tous les éléments du « cycle de vie » de ce processus, comme on l'a signalé plus haut. Plus précisément, on peut à ce titre distinguer les phases suivantes :

- **Obtention des ressources naturelles** utilisées pour cette production (si nécessaire), essentiellement lors des opérations d'extraction et de purification des matières sur les sites,
- **Transport** des matières énergétiques et des autres matériaux ainsi que leur éventuelle **conversion** (si nécessaire),
- **Construction des installations de production**, notamment celles qui concernent l'élaboration des matériaux servant à cette construction tels que le béton, le fer, les matières plastiques ou encore les terres rares,
- **Production** d'énergie elle-même et sa **distribution** (électricité, chaleur ...),
- **Démantèlement** des installations de production et des infrastructures associées,
- **Gestion des déchets** éventuels tout au long du cycle de vie du système de production d'énergie, donc notamment ceux issus de la production d'énergie elle-même (cendres, aérosols, combustibles usés des centrales nucléaires¹¹), mais aussi les résidus miniers ou encore ceux qui sont produits lors de la phase de démantèlement.

Une telle analyse suppose de bien DÉLIMITER le système auquel on s'intéresse, ce qui ne se fait pas forcément de façon univoque selon les auteurs des analyses. À cet égard, une des questions qui se posent est de

¹¹ En fait, une petite partie seulement des combustibles usés, environ 5 %, sont des déchets ultimes. Le reste est constitué de matières valorisables : 94 % d'uranium et 1 % de plutonium environ. Dans certains pays comme en France, ces matières sont extraites des combustibles usés (opération dite de « retraitement ») et en partie recyclées dans les réacteurs nucléaires pour produire de l'énergie ou bien stockées en vue d'une utilisation ultérieure.

savoir s'il faut prendre en compte les infrastructures ayant été utilisées pour la fabrication de ces matériaux servant à la production de l'énergie. Une autre interrogation est celle de la prise en compte des bénéfices environnementaux éventuels apportés par des opérations de recyclage de certains matériaux (bénéfices qu'il faut alors soustraire des impacts négatifs de la filière de production énergétique considérée). Il faut noter également que les résultats issus des évaluations fines de l'impact environnemental pour un système de production d'énergie donné peuvent différer selon le contexte précis dans lequel opère ce système, notamment en fonction :

- de l'origine des matières premières, par exemple type de minerai et procédé de traitement sur les sites miniers,
- de leur acheminement vers le lieu d'utilisation : distance à parcourir et du type de transport,
- du type de procédé mis en œuvre pour la production d'énergie. Les variétés sont ici multiples. Citons simplement par exemple, et pour la production d'électricité ou éventuellement de chaleur (cogénération), les différents types de barrages hydrauliques (poids, remblais, béton, à aiguilles...), de réacteurs nucléaires (qui diffèrent par leur rendement électrique global ou par leur consommation unitaire d'uranium), de centrales à charbon (lignite, charbon pulvérisé, lit fluidisé permettant par exemple de réduire beaucoup le rejet dans l'atmosphère d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre), de centrales solaires (thermiques ou photovoltaïques), de centrales à turbine à combustion (à cycle simple ou combiné), de centrales à biomasse (les combustibles sont d'origine très variée), etc.
- des options de gestion des déchets et de stratégie de démantèlement.

Notons que la quantification même des impacts environnementaux n'est pas non plus unique. Ainsi, certaines évaluations considèrent uniquement les effets découlant directement des activités étudiées (méthode dite « Midpoint ») alors que d'autres préfèrent regrouper les impacts en fonction des conséquences, aussi loin que possible dans la chaîne de cause à effet, des impacts environnementaux (méthode dite « Endpoint »).

Ces considérations montrent que l'évaluation précise et exhaustive de l'impact sur l'environnement de la production d'énergie est loin d'être simple, d'autant plus qu'elle dépend de nombreux facteurs régionaux, voire nationaux, qui peuvent influencer significativement les résultats finaux, lesquels sont également tributaires des hypothèses faites sur divers facteurs ou paramètres qui caractérisent le processus de production de l'énergie. Dans le cadre de ce livre, on se limitera donc à analyser les effets directs sur l'environnement des principaux systèmes de production d'électricité. On présentera ensuite une synthèse des résultats issus d'études détaillées sur le cycle de vie des différentes filières de production d'énergie puis on analysera les performances globales de chaque filière.

Pour ce qui concerne l'énergie, un des paramètres communs à toute installation de production est celui de la surface occupée au sol (et donc rendue inutilisable pour d'autres besoins) rapportée à la quantité d'énergie produite par l'installation. Le tableau 3 résume les résultats obtenus pour les principales sources d'énergie électrique et il indique les hypothèses que nous avons faites pour ces calculs (calculs originaux spécialement réalisés pour les besoins de ce livre).

On constate immédiatement sur le tableau 3 ci-après que l'énergie la moins « gourmande » en termes de surface occupée est, de loin, le nucléaire, ce qui n'est pas surprenant quand on sait l'énorme concentration d'énergie d'un réacteur nucléaire. Les centrales au charbon restent néanmoins assez bien placées pour ce critère avec seulement 6 à 7 fois plus de surface occupée que le nucléaire en moyenne. Par contre, les énergies dites « renouvelables » (éolien, solaire, hydraulique) mobilisent des étendues de terrain considérables si elles sont déployées de façon massive (des centaines voire des milliers de fois celles du nucléaire). Soulignons que les chiffres indiqués dans le tableau sont bien des moyennes et ils peuvent, dans certains cas, masquer les écarts très importants entre différentes installations pour une même source d'énergie renouvelable. C'est le cas de l'hydraulique notamment pour lequel le rapport surface occupée/énergie délivrée varie d'un facteur 20 en fonction du contexte géographique, du débit des cours d'eau et des hauteurs de chute.

Tableau 3 - Surface au sol (en ha) occupée par les installations de production d'électricité par différents types d'énergie, ramenée à la production moyenne réelle annuelle (en TWh)

Surface au sol (en hectares, ha) occupée par les installations de production d'électricité par différents type d'énergie, ramenée à la production moyenne réelle annuelle (en térawattsheure, TWh)			
Source d'énergie électrique	Type de surface concernée	ha / TWh	Base d'évaluation et remarques
Charbon, fioul, gaz (<i>voir note</i>)	Surface de l'ensemble du site	50	France : statistique réalisée sur 7 sites de centrales à charbon (dont 5 ont été définitivement arrêtées) totalisant une puissance installée de 5400 MW.
Eolien terrestre	Perte de terrains agricoles	40	Source : parc éolien "Les sources du Mistral" - 9 éoliennes de 2 MW - Surface totale artificialisée (y compris nouveaux chemins accès) : 1,5045 ha - Production annuelle moyenne : 40 GWh (en supposant un taux de production à pleine puissance de 25 % dans l'année).
	Zones rendues inhabitables	14000	Hypothèses : parc de quelques dizaines d'éoliennes de 2 MW, en configuration alignées, distantes au minimum de 300 m avec zone d'exclusion d'habitation de 500 m d'une éolienne. Taux de production à pleine puissance de 25% dans l'année.
Hydraulique (barrages)	Lacs de retenue France	5000	La France possède 96 "centrales hydroélectriques de lac" totalisant une production de l'ordre de 17 TWh par an. Le chiffre indiqué ici correspond à 15 barrages sélectionnés parmi les plus puissants et totalisant une production annuelle d'environ la moitié de cette production totale.
	Lacs de retenue monde	8000	Le chiffre est basé sur une sélection de 15 des plus grands barrages de lac au monde, totalisant une puissance de 100 GW et une production de 484 TWh.
Nucléaire	Surface de l'ensemble du site	8	Calcul réalisé sur l'ensemble du parc nucléaire français en 2017, comprenant 19 sites d'une surface totale de 3524 ha, et abritant 56 tranches nucléaires totalisant une puissance de 63 GW. Hypothèse d'un taux de production à pleine puissance de 75 % dans l'année.
Photovoltaïque	Champs de panneaux au sol	1600	Moyenne réalisée par un calcul portant sur 53 centrales solaires photovoltaïques parmi les plus puissantes dans le monde.

Note : Le calcul a été effectué pour les centrales au charbon, mais les centrales au fioul ou au gaz sont supposées occuper la même surface (d'ailleurs, les mêmes installations sont parfois transformées pour passer d'un combustible fossile à l'autre)

Voyons maintenant les autres impacts spécifiques à chaque mode de production d'énergie électrique. Intéressons-nous d'abord aux effets induits par la **production d'énergie** elle-même, en y incluant ceux qui concernent l'approvisionnement en combustible pour le charbon et le nucléaire (mines) ainsi que la gestion des déchets (cendres de charbon, déchets nucléaires).

Les centrales utilisant les combustibles fossiles pour produire de l'électricité, et surtout celles qui utilisent le **charbon** (terme dans lequel on englobe ici le lignite¹²), sont sans aucun doute les installations **les plus polluantes** parmi toutes les installations de production d'électricité, même si les plus récentes ont permis de réduire assez nettement ces nuisances, notamment par le captage des suies, le piégeage des oxydes de soufre et, plus récemment, par l'élimination partielle des oxydes d'azote (produits que l'on retrouve cependant dans les résidus solides générés par ces centrales : nous y revenons ci-après).

Ainsi, la combustion du charbon pour générer de l'électricité a produit à elle seule près de 30 % du total des émissions mondiales de CO₂ en 2022, lesquelles se sont élevées à 34 milliards de tonnes¹³. Cela correspond à environ **30 millions de tonnes par jour** rien que pour le charbon ! Est-il besoin de rappeler que ces émissions massives de CO₂ contribuent notamment à « l'effet de serre ». À ce titre, elles constituent l'une des préoccupations majeures de la lutte pour la sauvegarde de notre environnement du fait de ses conséquences sur l'évolution du climat de la planète. L'un des axes de cette lutte est d'accroître l'efficacité des centrales en utilisant des technologies de production avancées. Un autre axe est l'étude de procédés de **capture puis de stockage du CO₂**, mais cette option ne représente aujourd'hui qu'une diminution de 0,1 % de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère (42 MT pour 37 000 MT en 2022, selon WEO 2023) et il est prévu d'atteindre seulement 1,4 % en 2050 (400 MT pour 30 000 MT).

Outre ces émissions de CO₂ et celles d'oxydes de soufre et d'azote déjà signalées, les rejets de centrales à combustible fossile contiennent du méthane qui est un puissant gaz à effet de serre ainsi que des composés organiques volatils et de l'ozone, dont certains ont un caractère toxique. À cet égard, citons l'agence de protection de l'environnement américaine (EPA), qui estime que l'on retrouve dans les masses d'air des États-Unis, du seul fait de ces installations, 83 % de toutes les émissions de sélénium, 28 % du nickel, 62 % de l'arsenic, 13 % des NO_x, 77 % des acides, 60 % des aérosols acidifiant à base de SO₂, de 50 % du mercure et 22 % du chrome¹⁴.

¹² Globalement, la consommation de charbon pour la production d'énergie se répartit entre 85 % d'anthracite ou houille (« black coal ») et 15 % de lignite

¹³ Chiffres publiés dans rapport annuel 2023 de World Energy Outlook

¹⁴ <https://ehp.niehs.nih.gov/doi/full/10.1289/ehp.119-a245>

Les rejets atmosphériques par les cheminées des centrales à charbon contiennent également des **produits radioactifs naturels** qui sont initialement présents dans le charbon lui-même en quantités extrêmement variables selon les gisements de charbon (les teneurs peuvent varier jusqu'à quatre ordres de grandeur !). Ce sont principalement le **thorium 232 (Th 232)**, radionucléide primordial de période 14 milliards d'années et l'**uranium (U)**, avec ses deux isotopes, U 238 et U 235, radionucléides primordiaux de période respective de 4,47 milliards d'années (99,3 % de l'uranium naturel) et 704 millions d'années (0,7 % de l'uranium naturel). S'y ajoutent certains de leurs descendants tels que le radon (essentiellement son isotope 222, de période 3,824 jours, descendant de l'U 238) et le polonium 210 (de période 138 jours, également descendant de l'U 238, particulièrement toxique¹⁵). On trouve enfin dans le charbon du potassium 40, qui est un autre radionucléide primordial de période de 1,28 milliard d'années. Pour fixer les idées sur les quantités ainsi relâchées dans l'atmosphère par les centrales électriques à charbon, on peut se baser sur les masses totales d'U et de Th 232 contenues dans le charbon initial et estimer ensuite la part rejetée dans l'atmosphère. Ainsi, en prenant une consommation mondiale annuelle de charbon de l'ordre de 4,5 milliards de tonnes pour la seule production d'électricité et une concentration moyenne d'uranium et de thorium de quelques ppm dans le charbon avec un taux de rejet dans l'atmosphère de seulement 1 %, on peut estimer que les **quantités mondiales d'uranium et de thorium** rejetées annuellement dans l'atmosphère par les centrales à charbon se chiffrent au minimum en **centaines de tonnes**. C'est là une nuisance beaucoup moins connue du public et qui est pratiquement ignorée par les médias.

***Note** - À cet égard, il est opportun de relater l'incident du 8 juillet 2008 survenu sur le site nucléaire d'AREVA du Tricastin, dans lequel une cuve contenant de l'uranium naturel entreposé sous forme liquide avait débordé et conduit au déversement dans l'environnement de 74 kg d'uranium naturel. Événement très largement médiatisé et qui avait fait l'objet de poursuites judiciaires. La Cour d'appel de Nîmes*

¹⁵ La radiotoxicité polonium 210 est de 0,51 µSv/Bq quand il est ingéré, et 2,5 µSv/Bq quand il est inhalé. Ce sont des valeurs comparables à celles du plutonium tant redouté ! Le Po210 émet essentiellement des particules alpha et il est donc difficilement détectable. Il est connu pour avoir été utilisé afin d'assassiner l'espion dissident russe Alexandre Litvinenko en 2006...

avait alors condamné AREVA à une amende de 300 000 euros et au paiement de 20 000 euros de dommages et intérêts à chacune des 11 associations qui se sont porté partie civile, dont Greenpeace et le réseau « sortir du nucléaire » (SDN), soit 220 000 euros, ainsi qu'une indemnisation de 10 000 euros à quelques riverains pour préjudice moral. Une facture s'élevant donc au total à 530 000 euros, ce qui fait une très lourde contravention de 7 millions d'euros par tonne d'uranium naturel rejetée dans l'environnement ! Le réseau SDN avait cru bon alors de déclarer que « cette décision a un impact considérable sur la jurisprudence environnementale ». On imagine ici à quoi aboutirait l'application d'une telle jurisprudence aux centrales à charbon.

Précisons que la nocivité associée à ces rejets de substances radioactives reste malgré tout négligeable, comme l'est d'ailleurs la nocivité des rejets radioactifs des centrales nucléaires en fonctionnement normal qui est encore bien moindre. À cet égard, une comparaison chiffrée peut être obtenue en se référant aux rapports publiés par l'UNSCEAR (United Nation Scientific Committee on the effects of Atomic Radiations). Dans sa dernière édition,¹⁶ on trouve une valeur de dose collective du public (impact radiologique, IR) intégrée sur 100 ans de 840 H.Sv (homme.sievert), **due aux seuls rejets atmosphériques** des centrales à charbon en fonctionnement en 2010 en excluant les impacts liés au thorium¹⁷. Si on y ajoute l'IR des rejets liés aux stockages de cendres (sujet dont on reparle ci-après), soit 235 H.Sv (IR lié essentiellement au radon), l'IR global s'élève à 1075 H.Sv. Ce même calcul d'IR effectué pour les rejets atmosphériques des centrales nucléaires indique une valeur de 33,5 H.Sv¹⁸, soit plus de 30 fois moins. Il faut néanmoins ramener ces chiffres à la production réelle par type d'énergie qui en en 2010, était de 314,4 GW-an (2754 TWhe) pour le nucléaire et 991,6 GW-an (8686 TWhe) pour le charbon. Le rapport par unité d'énergie produite est alors ramené à 10.

En amont de la production elle-même, les impacts environnementaux liés à l'extraction du charbon sont parfois très importants, notamment ceux liés au lignite dont les mines sont souvent à

¹⁶ Tableau 29, page 191

¹⁷ paragraphe 105 de la page 186

¹⁸ Tableau de la page 166

ciel ouvert. C'est par exemple le cas en Allemagne où de vastes étendues de terrains sont littéralement dévastées : il faut tout raser sur la zone convoitée (champs, forêts, exploitations agricoles ou même villages). Ainsi, les trois mines du bassin minier rhénan occupent à elles seules une surface grande comme la ville de Paris (environ 10 000 ha) et l'ouverture d'une nouvelle mine en 2013 a conduit au déplacement de 6000 habitants et à la disparition complète de douze villages.

Un autre impact environnemental des centrales à charbon, rarement évoqué également, est celui qui est lié aux énormes quantités de **cendres de charbon** entreposées en plein air sur les sites où sont implantées les centrales. Précisons ici que le terme « cendres » recouvre l'ensemble de tous les résidus de ces centrales, parfois désignés sous le sigle anglais CCP, pour « Coal Combustion Product », qui incluent les cendres volantes récupérées, les cendres solides ou résiduelles (cendres de foyer), les scories de chaudières, les sous-produits des divers traitements de gaz. Il est bien difficile de chiffrer ces quantités au niveau mondial, puisqu'il faut cumuler la production électrique à partir de charbon depuis l'origine¹⁹ puis estimer la fraction moyenne de cendres issues de la combustion (très variable dans le temps et selon les performances des installations) et enfin connaître la part des cendres qui a été « valorisée » et qui a donc été éliminée des dépôts²⁰. Pour fixer les idées sur les stocks réels de cendres dans le monde, on peut néanmoins retenir ici le chiffre présenté dans une récente communication du CEA²¹, qui l'évalue à **21 milliards de tonnes**. On peut également citer le chiffre concernant la « production » mondiale annuelle de qui a été de 780 millions de tonnes en 2010²².

Pour ce qui concerne les pollutions radioactives engendrées par ces dépôts de cendres, rappelons que l'impact global au niveau mondial a été estimé à 235 H.Sv par l'UNSCEAR (voir paragraphe précédent). Pour ce qui

¹⁹ La première centrale électrique au charbon, mise au point par Thomas Edison, est entrée en service à New York en 1882 !

²⁰ Cette valorisation (essentiellement pour la fabrication de ciments ou pour servir de remblais ou couches de forme) a été initiée au début des années 1950, et elle est mise en œuvre de façon très diverse selon les pratiques et les réglementations en vigueur dans les différents pays.

²¹ "Uranium from coal ash : resource assessment and outlook on production capacities" – International Symposium on uranium – AIEA – 23-27 June 2014

²² "Coal combustion products : a global perspective" – Craig Heidrich – World of coal ash conference (WOCA), avril 2013

concerne les autres pollutions, d'origine chimique, il n'existe pas de telles évaluations au niveau mondial. Par contre, à titre d'exemple, on peut se référer aux études de l'EPA sur le sujet. Dans un rapport publié en 2000, l'EPA recensait environ 600 dépôts aux États-Unis et dans une étude de risque très détaillée publiée en 2007 (« Human and ecological assessment of coal combustion waste ») elle montrait que la composante principale de risque de cancer pour le public provenait de l'arsenic propagé dans les eaux. Dans un autre rapport publié presque simultanément, des pollutions aquatiques significatives ont été prouvées pour 24 sites tandis que 43 autres ont été considérés comme potentiellement polluants (étude portant sur un total de 85 sites considérés comme pouvant présenter des dangers pour l'environnement). On imagine donc bien qu'au niveau mondial où le nombre de dépôts de cendres se compte en milliers, il existe très certainement des pollutions chimiques significatives, d'autant qu'une très grande part de ces dépôts se situent dans des pays qui n'ont pas forcément les mêmes exigences que les États-Unis en matière de protection de l'environnement.

Pour ce qui concerne la France, on dispose d'un rapport publié en 2009 par l'association « Robin des bois » qui traite spécifiquement de ce sujet²³. Il relate les études qu'elle a réalisées à la suite d'une requête de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) datant de décembre 2007. En effet, ces dépôts de cendres renferment entre autres des produits radioactifs évoqués plus haut, dont la concentration a été rehaussée par le processus de combustion. Ils renferment aussi des traces de contaminants toxiques tels que la dioxine par exemple, ainsi que des traces de nombreux métaux, dont des métaux lourds (mercure ou plomb par exemple), et des sulfates et des chlorures. Il est indiqué dans ce rapport que certains de ces dépôts peuvent être soumis à des phénomènes d'érosion, de ravinement ou encore d'éboulements ainsi qu'à des ruptures de confinement. D'où la nécessité d'une surveillance régulière de la plupart de ces dépôts (le rapport en dénombre 46) qui reçoivent parfois d'autres déchets ou des terriils miniers. Nous renvoyons le lecteur à ce rapport pour un examen détaillé des effets sur l'environnement de ces dépôts. On notera

²³ Un autre rapport a été publié en 2005 par la même association, mais les cendres de charbon ne sont qu'un des sujets traités dans ce rapport qui est consacré plus généralement à toutes les sources de radioactivité naturelle « technologiquement renforcée » (connues sous le sigle anglais TENORM pour « Technological Enhanced Naturally Occurring Radioactive Material »)

simplement ici que cet examen fait apparaître des situations très contrastées sur tous les plans : encadrement réglementaire (parfois totalement absent), gestion des parcs de stockage (remodelage ou stabilisation des tas si nécessaire, collecte éventuelle des eaux de ruissellement), protection contre les nuisances éventuelles comme les envols de cendres possibles sur certains sites (couvertures, arrosage, re végétalisation), servitudes (aucune dans quelques cas, très laxistes dans d'autres), surveillance de l'environnement (souvent inexistante ou très légère). Sur ce dernier point, on constate que dans les rares cas où des mesures sont réalisées à partir de prélèvements d'échantillons dans les sols et les eaux souterraines, une pollution est détectée presque systématiquement et les concentrations de certains éléments franchissent les seuils admissibles.

À toutes ces conséquences environnementales liées directement à la production d'électricité par le charbon, il convient de signaler les nuisances et effets nocifs sur la santé qui résultent des opérations d'extraction de ces combustibles, notamment celles qui sont liées au charbon (sans parler des risques accidentels très importants²⁴). Il faut également mentionner les risques et pollutions multiples liés à l'acheminement des combustibles fossiles depuis leur lieu de production jusqu'à leur lieu d'utilisation. Pour de plus de détails sur ces sujets, on pourra par exemple consulter le document de l'INERIS²⁵.

Pour conclure en un mot sur le charbon et sa nocivité en matière d'environnement, est-il besoin de dire que cette forme de production d'énergie se situe très largement en tête de toutes les autres sources principales d'énergies que nous allons examiner maintenant.

Comparé à cet impact environnemental désastreux des centrales à charbon, celui des centrales à gaz résulte principalement de ses émissions de CO₂, lesquelles sont plus de deux fois inférieures à celles des centrales à charbon (tableau 1), mais qui restent tout de même très importantes.

²⁴ C'est particulièrement le cas en Chine, où depuis très longtemps, les morts directs liés à l'extraction du charbon se comptent en milliers par an. Un chiffre officiel (très certainement minoré) publié en 2014 recensait par exemple 1094 morts sur l'année 2013.

²⁵ Guy Landrieu : « Les impacts des énergies fossiles sur l'environnement ». Entretiens de la Villette "L'énergie : un concept des usages des enjeux", Mar 1994, Paris, France. INERIS -00971900.

Au regard de ces énergies fossiles, les autres de formes principales de production d'électricité que sont les énergies renouvelables (éolien, solaire, hydraulique, marémotrice) et l'énergie nucléaire offrent l'avantage majeur de n'émettre AUCUN gaz à effet de serre (GES) pendant la phase de production. Mais cela ne signifie pas que ces énergies sont totalement exemptes de nuisances comme on va le voir maintenant. En France, comme dans la plupart des autres pays industrialisés, ces effets sur l'environnement sont bien répertoriés et analysés dans les « études d'impact » réglementairement associées aux projets d'implantation de ce type d'installations. Au-delà de ces effets directs des installations sur l'environnement, il faut en outre prendre en compte les impacts éventuels en amont (ici l'industrie de fabrication, depuis l'extraction des matières premières jusqu'à l'expédition sur site des différents éléments constitutifs des systèmes photovoltaïques) ou en aval (devenir des divers composants de ces systèmes en fin d'utilisation). À ce stade, nous nous limitons à l'examen des effets directs sur l'environnement des installations de production.

Pour les parcs éoliens, ces impacts se rapportent notamment aux perturbations éventuelles sur l'hydrogéologie (nappes souterraines), sur l'écologie du site (notamment zones boisées voisines), sur les modifications du contexte paysager et patrimonial. Signalons par ailleurs que sur le plan purement sanitaire²⁶, l'impact des éoliennes a fait l'objet d'une analyse spécifique et d'un rapport de l'Académie nationale de médecine publié en mai 2017. Nous reprenons simplement ici une phrase des conclusions qui résume bien les résultats de cette étude : « *Si l'éolien terrestre ne semble pas induire directement des pathologies organiques, il affecte au travers de ses nuisances sonores et surtout visuelles la qualité de vie d'une partie des riverains et donc leur état de complet bien-être physique, mental et social, lequel définit aujourd'hui le concept de santé* ». À propos de ces nuisances visuelles, soulignons ici les propos particulièrement sévères que l'on trouve dans le texte du rapport : la « pollution visuelle » (qualifiée également de « défiguration du paysage ») qu'occasionnent les fermes éoliennes avec pour corollaire la dépréciation immobilière des habitations proches génère des sentiments de contrariété, d'irritation, de stress, de révolte avec toutes les conséquences psychosomatiques qui en résultent. Et les

²⁶ Les impacts sanitaires des différentes sources d'énergies font l'objet du chapitre spécifique de ce document.

impressionnantes perspectives de développement de l'éolien terrestre (l'installation d'environ 500 nouvelles éoliennes dont la hauteur devrait atteindre 200 mètres ou plus est prévue pour les 5 ans à venir !) ne pourront qu'amplifier des sentiments ressentis par une proportion croissante de la population française.

Pour ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque, l'impact environnemental des installations est relativement faible, y compris lors de l'étape des travaux d'aménagement préparatoires à l'implantation des panneaux solaires. En effet leur mise en place ne nécessite pas en principe de lourds travaux de génie civil ni même de fondations importantes du fait de leur faible poids et de leur faible prise au vent. De même, les tranchées nécessaires au passage des câbles de connexion entre les différentes branches de modules, les organes de transformation et le point de livraison n'ont pas besoin d'être très profondes ni très larges étant donné que le rapport entre tension et puissance du courant à évacuer d'une part, les distances à parcourir d'autre part ne nécessitent pas des câbles de grande section. Néanmoins, les quantités mises en jeu peuvent être très importantes pour des installations dépassant la centaine de MW. Quant à l'impact visuel global, il n'est pas nul, mais il est loin d'être aussi marqué que pour des grands parcs éoliens, bien que l'empreinte au sol des centrales photovoltaïques soit nettement plus importante. La première raison est tout simplement le fait que leur structure visuelle horizontale et non verticale avec une hauteur maximale de quelques mètres les rend peu visibles pour un observateur au sol, même se trouvant à proximité. La deuxième raison est l'absence de mouvement attirant l'œil et donc l'attention.

Pour ce qui concerne l'**hydraulique**, il est clair que l'implantation de grands barrages entraîne des modifications significatives de l'environnement local au sens large : inondation de grands espaces terrestres (terrains agricoles, forêts, zones d'habitation, etc.), changements parfois importants de la faune et de la flore, fragmentation des écosystèmes, bioaccumulation de métaux lourds (mercure en particulier) dans certains cas, phénomènes d'érosion des terrains, altération des régimes hydrologiques (pouvant par exemple conduire en aval à des remontées de nappes d'eau salée ou à des assèchements de zones humides), perte de patrimoine immobilier ou archéologique, modifications

du climat local (mais parfois bénéfiques !). À cet égard on peut citer l'un des exemples les plus spectaculaires qui est le barrage des Trois-gorges en Chine (que l'auteur de ce livre a pu visiter). C'est aujourd'hui le barrage le plus puissant au monde avec ses 22,5 GW (presque un tiers de celle du parc nucléaire français !). Il a entraîné le déplacement définitif de plus de 1,8 million d'habitants (15 villes et 116 villages ont été rayés de la carte) et l'engloutissement de 1300 sites historiques et archéologiques. Un autre exemple célèbre est celui du haut barrage d'Assouan en Égypte, d'une puissance de 2,1 GW, qui a donné naissance à un immense lac de retenue, le lac Nasser, long de 550 km et de largeur moyenne de 10 km. Une des conséquences néfastes les plus connues est la perte définitive de dizaines de sites archéologiques et monuments antiques. Toutefois, quelques-uns d'entre eux, voués à la disparition sous les eaux, ont pu être sauvés en les déplaçant, mais au prix d'énormes travaux (financés en partie par la communauté internationale). D'autres effets parfois inattendus ont été constatés : développement accru de dangereuses parasitoses (bilharzie), accélération de l'érosion des rives du Nil, pénétration d'eau salée dans les terres proches du delta du Nil, rétention en amont du barrage de limons fertilisants (remplacés par des engrais chimiques polluant le delta du Nil) et flux d'éléments nutritifs, augmentation importante du taux d'évaporation des eaux (chiffré à 14 % du débit du Nil). Par ailleurs, une grande partie de la population de la province de Nubie a été déplacée.

En France, même les plus grands barrages n'ont pas eu d'impacts aussi marquants, mais certains effets environnementaux des barrages hydroélectriques sont évidemment présents sur notre territoire dans lequel on recense 96 centrales hydroélectriques de lac (pour une capacité de production de 9 300 MW). Il existe par exemple plusieurs exemples de disparition de villages, le plus connu étant celui du « Vieux-Tignes » (barrage de Chevril), dont le cimetière a même été déménagé, et dont certains habitants ont dû être expulsés par la force.

Selon la commission mondiale des barrages, entre 40 et 80 millions de personnes ont été déplacés dans le monde à cause des barrages construits au cours du siècle dernier. Plus largement, 472 millions de personnes ont été affectées par les impacts en aval des barrages, tels que la diminution des terres fertiles et des ressources halieutiques, la baisse de la qualité de l'eau, qui entraîne des maladies, ou encore la déforestation. À

ces effets directs, il convient d'ajouter l'impact environnemental lié à la mise en œuvre de quantités parfois considérables de matériaux pour la construction des ouvrages, en particulier du béton armé pour ceux qui font appel à ces matériaux. Il faut également noter que la décomposition de grandes quantités de matières organiques à la suite de la mise en eau de vastes étendues de terrains libère dans certains cas des quantités non négligeables de gaz à effet de serre (méthane et CO₂ en particulier). C'est le cas par exemple en Amazonie avec le gigantesque barrage de Tucuruí (8 300 MW) situé au nord du Brésil, pour lequel une étude a montré que pendant les premières années du remplissage du lac (2 500 km²) le dégagement de gaz à effet de serre était équivalent à celui de centrales électriques à énergie fossile de même puissance. Face à cela il faut néanmoins noter que l'implantation de grands barrages peut avoir des effets très positifs tels que la régulation des débits de cours d'eau ou de fleuves qui évitent les grandes crues (parfois meurtrières), l'essor de la navigation, le développement de la pêche dans les retenues d'eau, le développement du tourisme, et même le stockage d'énergie (via les STEP). L'hydraulique est en cela la seule forme de production massive d'énergie dont les conséquences peuvent être aussi bénéfiques pour les activités humaines.

Pour ce qui concerne **les centrales nucléaires**, il faut d'abord indiquer qu'elles produisent ce que l'on appelle des « effluents radioactifs » liquides ou gazeux, dont certaines quantités sont rejetées dans l'environnement. Ces rejets contrôlés s'effectuent, en France, dans le cadre de limites réglementaires très strictes formulées dans des décrets spécifiques et ils sont soumis à des procédures particulièrement exigeantes. Celles-ci sont mises en œuvre et supervisées notamment par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en liaison avec divers organismes chargés de la protection de l'environnement. Il en est de même des éventuels rejets de substances chimiques. Ces autorisations sont évidemment délivrées après des études fouillées sur l'impact environnemental et sanitaire de ces rejets dans l'atmosphère ou dans les milieux aquatiques terrestres et marins. Les impacts dosimétriques varient, selon le type d'installation et les habitudes de vie des groupes de référence retenus, mais ils n'atteignent au grand maximum des niveaux qui correspondent à **un centième** de ceux qui résultent de la **radioactivité naturelle**. Au niveau mondial, il est bon de rappeler ici le résultat obtenu par les études UNSCEAR qui chiffrent l'impact

radiologique global à environ 130 H.Sv, soit moins d'un cent-millième de celui de la radioactivité naturelle. Notons enfin que toutes ces dispositions et ces mesures font l'objet d'une très large information du public (via par exemple les commissions locales d'information auprès des installations nucléaires) et d'un contrôle permanent d'associations indépendantes.

Certains sites de réacteurs nucléaires sont implantés sur les bords de grandes rivières afin de se servir de leur débit d'eau important comme source de refroidissement permettant de condenser la vapeur issue des turbines qui génèrent l'électricité (via l'alternateur couplé à ces turbines). Ce processus entraîne un réchauffement artificiel de l'eau s'écoulant en aval, ce qui peut perturber localement certains écosystèmes (notons au passage que ces phénomènes existent également avec la même intensité pour les centrales thermiques « à flamme », utilisant les combustibles fossiles, qui produisent de l'électricité via des turbines à vapeur). Cette pollution thermique peut par exemple favoriser la prolifération d'algues, ce qui a pour effet d'altérer les autres formes de vie aquatique en réduisant l'oxygène disponible. En France, il existe là aussi des limites réglementaires à ne pas dépasser pour ne pas favoriser un réchauffement trop important des eaux des fleuves ou des rivières. Ces autorisations définissent, en fonction des caractéristiques de chaque centrale et de son environnement, les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques. Elles imposent à l'exploitant de réaliser une surveillance régulière de l'environnement, d'en rendre compte aux pouvoirs publics et d'en informer largement le public.

Mais la question majeure soulevée par l'énergie nucléaire sur le plan environnemental est celle des **déchets radioactifs** qu'elle génère. C'est un sujet amplement documenté qui fait l'objet de multiples études, mais aussi de nombreuses controverses. On se contentera ici de souligner les quelques points suivants :

- L'objectif majeur assigné à la gestion des déchets radioactifs est la protection de l'environnement et de la santé publique.
- Pour atteindre cet objectif, cette gestion est soumise en France à des procédures très rigoureuses et selon des processus étroitement réglementés et contrôlés, y compris au niveau législatif. S'ajoutent à cela des directives européennes qui couvrent tous les aspects de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé, depuis leur

production jusqu'au stockage de long terme. Certaines pratiques s'inscrivent également dans un cadre international via une convention commune établie sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), dont certaines dispositions ont un caractère juridiquement contraignant.

- L'énergie nucléaire en France est à l'origine des deux tiers (en volume) des déchets radioactifs. Le reste est issu d'autres activités industrielles et surtout médicales.
- Sauf incident majeur (qui ne s'est jamais produit en France), les opérations de gestion de ces déchets (conditionnement, transport, entreposages ...) préalables à leur stockage définitif ne portent **aucune atteinte à l'environnement**.
- Le **stockage définitif des déchets ultimes**, une fois conditionnés de façon appropriée, est réalisé en France dans des centres spécialement conçus pour recevoir les différentes catégories de déchets selon leurs caractéristiques propres, notamment leur nocivité potentielle en fonction du temps. Pour les déchets de très faible activité ou de faible et moyenne activité « à vie courte » (période radioactive inférieure à 30 ans) qui représentent 90 % du VOLUME des déchets radioactifs, de tels centres sont aujourd'hui opérationnels et leur **impact sur l'environnement est négligeable, voire non détectable**. Pour les déchets de moyenne activité ou haute activité « à vie longue », qui concentrent 98 % de la radioactivité totale des déchets, des études sont en cours pour leur stockage définitif dans des formations géologiques profondes (projet CIGEO en France). Ils sont entreposés de manière sûre en attendant. Un consensus international s'est établi aujourd'hui (formulé notamment au sein de l'OCDE²⁷) sur le haut niveau de sûreté de ces installations et sur leur **très faible impact environnemental**, à court terme comme à très long terme.

Nous allons maintenant examiner les impacts liés à l'ensemble du cycle de vie des moyens de production d'électricité. Nous nous référons pour cela à une des études les plus fouillées sur ce sujet, réalisées au

²⁷ Voir par exemple "The Environmental and Ethical Basis of Geological Disposal of Long-Lived Radioactive Wastes - A Collective Opinion of the Radioactive Waste Management - Committee of the OECD Nuclear Energy Agency" ou le rapport publié par le même organisme en 2000 intitulé "Geological disposal of radioactive waste in perspective".

Canada par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie (CIRAIG)²⁸. Précisons d'abord que cette étude distingue cinq grandes phases du cycle de vie : acquisition des ressources (extraction, transformation), fabrication (assemblage, emballage), distribution (entreposage, manutention, transport), utilisation (entretien, réparation, réutilisation), gestion de fin de vie (collecte, recyclage, valorisation, enfouissement). Il faut également préciser que la démarche adoptée dans cette étude a conduit à une sélection de **sept indicateurs** d'impacts environnementaux pour lesquels un nombre suffisant de données étaient disponibles :

- **le changement climatique.** Les principales substances ayant un effet sur cet indicateur sont le CO₂ et le CH₄ qui sont les deux principaux gaz à effet de serre (GES). Le CO₂ provient avant tout de la combustion d'énergies fossiles telles que le charbon, le fioul et le gaz naturel, mais aussi de la combustion de produits renouvelables (biomasse et biogaz). Il s'exprime en grammes de CO₂ équivalent par kWh d'électricité produite.
- **la destruction de la couche d'ozone.** Cet indicateur mesure la diminution de la couche d'ozone stratosphérique, se traduisant par l'augmentation des rayons ultraviolets (UV) qui atteignent la terre. Ceux-ci ont plusieurs incidences sur la santé humaine (tels que le développement de cataractes et les cancers de la peau) et peuvent également affecter la vie animale et les écosystèmes terrestres et aquatiques. Les substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) contiennent généralement du chlore, du fluor, du brome, du carbone et de l'hydrogène dans des proportions variables, et sont souvent regroupées sous l'appellation générique d'hydrocarbures halogénés. L'indicateur s'exprime en kilogramme équivalent de trichlorofluorométhane (kg éq. CFC-11).
- **l'acidification.** Les substances acidifiantes peuvent causer divers impacts aux sols, aux eaux souterraines ou de surface, aux organismes, aux écosystèmes et aux biens matériels. Le potentiel d'*acidification* d'une émission à l'air est calculé en kilogramme équivalent de dioxyde de soufre (kg éq. SO₂). Des facteurs de caractérisation sont utilisés pour convertir les kilogrammes de

²⁸ « Comparaison des filières de production d'électricité et de bouquets d'énergie électrique » - Rapport technique CIRAIG, novembre 2014.

différentes substances acidifiantes en kilogramme équivalent de SO₂.

- **L'eutrophisation.** Il s'agit de la dégradation d'un milieu aquatique due à un apport excessif en substances nutritives. Bien qu'un processus d'eutrophisation très lent existe de façon naturelle, l'indicateur *Eutrophisation* fait référence aux substances ayant la capacité d'accélérer le processus de manière artificielle. Les principales substances nutritives en cause sont l'azote (provenant surtout des nitrates agricoles et des eaux usées) et le phosphore (généralement issu des phosphates dans les eaux usées), dont une augmentation des concentrations a pour effet d'entraîner une production importante d'algues et d'espèces aquatiques, conduisant à une « asphyxie » du milieu aquatique et une réduction de la biodiversité. Le potentiel d'eutrophisation d'une émission est calculé en kilogramme équivalent de phosphate (kg éq. PO₄).
- **La toxicité humaine.** Cet indicateur concerne les substances ayant des effets toxiques sur l'environnement humain. Il est exprimé en kilogramme équivalent de 1,4-dichlorobenzène (kg éq. 1,4-DB).
- **L'oxydation photochimique.** Ce phénomène, appelé aussi « smog d'été », est lié à la formation de substances réactives (principalement l'ozone) qui sont néfastes pour la santé humaine, les écosystèmes et les cultures. Il est exprimé en kilogramme équivalent d'éthylène (kg éq. C₂H₄).
- **L'utilisation des ressources.** Cet indicateur regroupe deux sous-indicateurs environnementaux qui concernent l'épuisement des ressources : le premier concerne l'*extraction des ressources minérales* de la croûte terrestre (métaux, minerais, etc.) et le second l'*utilisation d'énergies fossiles* (pétrole, gaz naturel, charbon). Contrairement aux autres indicateurs environnementaux, qui sont liés aux émissions de substances dans l'environnement, les indicateurs d'épuisement des ressources sont associés aux matières consommées tout au long du cycle de vie des filières de production électrique. L'indicateur d'*extraction des ressources minérales* est mesuré en kilogramme équivalent d'antimoine (kg éq. Sb) par kilogramme extrait²⁹, afin de tenir compte des réserves existantes,

²⁹ Le sens précis d'une telle référence, ne peut être appréhendé qu'en examinant dans le détail l'approche méthodologique retenue dans cette étude : voir le document CIRAIG cité au début.

du taux d'extraction et de l'épuisement de chaque substance minérale. L'indicateur "*utilisation d'énergies fossiles*" (correspondant à la consommation d'énergie non renouvelable) est mesuré à l'aide du contenu énergétique des ressources extraites³⁰. La capacité calorifique de chaque carburant fossile est exprimée en mégajoules (MJ) par unité de volume ou de masse.

Il convient de noter qu'au sein d'une même filière, certains résultats peuvent varier assez fortement selon les technologies et les combustibles considérés, en particulier pour les filières thermiques et à biomasse. De plus, les résultats obtenus pour un même indicateur dépendent des méthodes appliquées pour les évaluations.

Pour les besoins de ce livre, nous avons recherché un indicateur capable de classer les différentes énergies sur une échelle globale de performance mesurant l'impact sur l'environnement, à partir des résultats discutés précédemment pour chaque grande filière de production d'électricité. Pour cela, nous avons procédé de la façon simple suivante :

1. Pour chacun des indicateurs, y compris l'indicateur de « changement climatique », calcul des parts respectives en % de chaque filière de production d'électricité (la valeur retenue pour l'indice associé à chaque indicateur est la valeur médiane). Ce type de calcul est légitime, car les indices sont additionnels (ce sont des quantités par kWh d'énergie électrique produite).
2. Pour chaque filière, somme de ces pourcentages sur tous les indicateurs. Le chiffre obtenu est la part cumulée d'une filière sur tous les indicateurs. Cela revient à accorder un poids identique pour chacun d'eux (indices d'émission de CO₂, de SO₂, de CFC-11, de PO₄, etc.). Ce mode d'évaluation présente évidemment un caractère assez arbitraire, mais il serait tout aussi contestable de procéder à une pondération en attribuant un poids relatif à chaque indice d'émission (même si on est tenté par exemple de surpondérer les émissions de CO₂ qui restent une préoccupation majeure en matière d'impact sur l'environnement). En tout état de cause, nous allons voir que les écarts sur les valeurs ainsi obtenues pour les

³⁰ Même remarque que la précédente pour ce sous indicateur.

différentes filières sont suffisamment grands pour donner un sens à ce type d'évaluation.

- On ajoute ici l'indicateur de « surface occupée » par kWh produit (qui n'est pas considéré dans l'étude CIRAIG), car cet aspect d'occupation des sols fait bien partie des facteurs à prendre en compte lorsque l'on s'intéresse aux impacts sur l'environnement des divers modes de production d'énergie.

On obtient donc ainsi un pourcentage global par filière de production d'électricité. Plus ce pourcentage global est faible, plus l'impact environnemental est faible. Les résultats sont rassemblés ci-dessous

Tableau 4 - Synthèse des valeurs des 9 indicateurs pour les différentes énergies et traduction de ces valeurs en pourcentages pour chaque indicateur

	g CO2/ kWh	% du total	µg éq CFC- 11/kWh	% du total	eq. SO2/ kWh	% du total	mg éq. PO4/ kWh	% du total	... suite du tableau ci- dessous
Hydroélectrifi	5	0	0,23	0	0,013	0	6	0	
Eolien	14	1	0,7	0	0,054	1	11	1	
Charbon	879	39	6	3	2,2	22	525	41	
Photovoltaïq	64	3	13	6	0,3	3	198	16	
Nucléaire	8	0	19	9	0,047	0	14	1	
Gaz	620	27	61	29	1	10	102	8	
Fioul	678	30	107	52	6,3	64	412	32	
TOTAL	2268	100	207	100	10	100	1268	100	
	g eq. 1,4 DB/ kWh	% du total	mg éq. Sb/ kWh	% du total	MJ énergie non-renouv.	% du total	Surface (ha/ kWh)	% du total	Somme des %
Hydroélectrifi	8	2	0,019	0	0,04	0,12	8000	33,7	37
Eolien	52	14	0,29	3	0,21	0,61	14000	58,9	79
Charbon	106	29	0,033	0	13,00	37,98	50	0,2	172
Photovoltaïq	64	17	9	95	0,87	2,54	1600	6,7	149
Nucléaire	71	19	0,07	1	0,11	0,32	8	0,0	31
Gaz	5	1	0,015	0	9,00	26,29	50	0,2	103
Fioul	65	18	0,04	0	11,00	32,14	50	0,2	228
TOTAL	371	100	9	100	34	100	23758	100	800

L'indice global affiché dans la dernière colonne montre clairement que le **NUCLÉAIRE et l'HYDRAULIQUE** émergent **EN TÊTE** avec des scores sensiblement égaux. À noter cependant que l'hydraulique est assez fortement pénalisée par le facteur « surface occupée ». Sans ce facteur, cette forme d'énergie apparaîtrait comme ayant de loin le plus faible impact sur l'environnement. Cette même remarque s'applique à l'éolien,

mais de façon moins prononcée. Cette forme d'énergie arrive ici en troisième position, mais sans la prise en compte des surfaces, l'éolien prendrait la deuxième place derrière l'hydraulique, le nucléaire arrivant alors en troisième position, pas très loin de l'éolien.

Ce qui frappe ici c'est la **position assez médiocre du solaire photovoltaïque** qui arrive en cinquième position assez nettement derrière le gaz, à cause des divers impacts environnementaux déjà signalés qui résultent des processus de fabrication des panneaux solaires (incluant les impacts des industries d'extraction et de purification des nombreux matériaux utilisés dans l'élaboration des cellules photo-électriques et des structures). Pour conclure, ces résultats (ainsi que les éléments fournis au paragraphe 2.1) confirment bien que :

**L'énergie nucléaire et l'énergie hydraulique (toutes deux PILOTABLES)
affichent le meilleur bilan environnemental, même au regard de celui
des énergies renouvelables que sont l'éolien ou le solaire
(toutes deux INTERMITTENTES)**

2 - Les réacteurs surgénérateurs : pourquoi ?

2.1 - Les fondements physiques

La quasi-totalité des réacteurs nucléaires dans le monde qui produisent de l'électricité (440 à ce jour) est aujourd'hui constituée de réacteurs dits à « neutrons lents », RNL. En effet, les neutrons issus de fission sont très rapides et ils doivent être fortement ralentis par un « modérateur » (corps composé de noyaux atomiques légers) afin d'augmenter la probabilité que ces neutrons provoquent de nouvelles fissions et que la réaction en chaîne puisse ainsi être entretenue. À cet égard, on peut prendre l'image du gardien de but (le noyau fissile) qui attrape d'autant plus facilement le ballon (le neutron) qu'il va lentement (la raison physique est que la « probabilité de présence » d'un neutron au voisinage du noyau est d'autant plus grande que sa vitesse est faible)³¹. Ce processus de ralentissement permet d'utiliser de l'uranium faiblement enrichi en isotope fissile U 235 ou même de l'uranium naturel, Unat, qui n'en contient que 0,71 % (l'autre isotope de l'uranium, U 238, constitue donc 99,29 % de l'Unat) à condition que le modérateur utilisé capture très peu neutrons pendant leur durée de vie (quelques cent millièmes de seconde) dans le cœur du réacteur nucléaire. En effet, ces neutrons capturés disparaissent définitivement et ne peuvent donc plus provoquer des fissions. Parmi les noyaux atomiques qui présentent le meilleur compromis entre efficacité du ralentissement et faible capture des neutrons, on trouve par ordre de mérite, l'eau lourde (qui est donc le meilleur des modérateurs), suivi du graphite qui permettent tous les deux d'utiliser de l'uranium naturel. En troisième position, on trouve l'eau légère (eau ordinaire), qui, malgré sa très grande efficacité pour ralentir les neutrons, grâce à son noyau d'hydrogène (le proton ayant la même masse

³¹ La loi physique sous-jacente est que la probabilité de captures des neutrons par un noyau atomique (appelée section efficace de capture) est presque toujours inversement proportionnelle à leur vitesse

que le neutron), capture beaucoup les neutrons ce qui oblige à enrichir un peu l’uranium en isotope 235 (quelques %).

Dans tous les cas, le paramètre fondamental qui gouverne la réaction en chaine est ce que l’on appelle « **FACTEUR DE REPRODUCTION** », noté η (lettre de l’alphabet grec êta) qui est tout simplement le nombre moyen de neutrons émis par fission pour un neutron absorbé dans le noyau fissile. Ce facteur de reproduction varie en fait sensiblement en fonction de la vitesse du neutron qui est absorbé. On donne dans le tableau 5 cette valeur moyenne pour des spectres en vitesse typiques des réacteurs à neutrons lents et rapides.

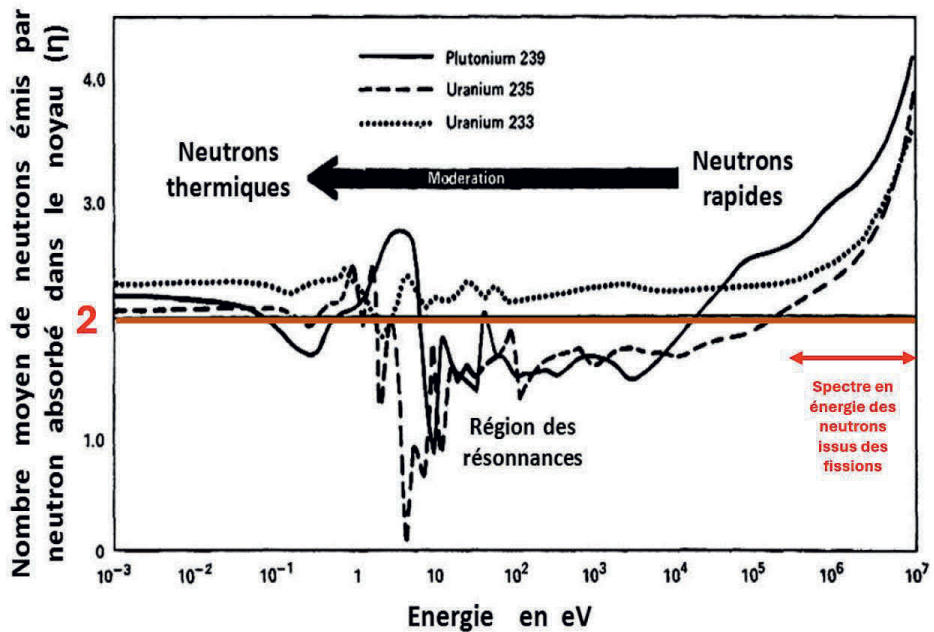
Tableau 5 - Facteur de reproduction des neutrons en fonction de leur vitesse : valeur moyenne sur un spectre de neutrons lents de type réacteur à eau pressurisée (REP) et un spectre de neutrons rapides de type RNR au sodium.

	Neutrons lents (type REP ou REB)*	Neutrons rapides (type Superphénix) **
U235	2,085	1,880
Pu 239***	2,110	2,330
Pu 241***	2,163	2,485

* REP : réacteur à eau pressurisée - REB : réacteur à eau bouillante. Les REP et les REB constituent aujourd'hui plus de 80 % du parc mondial de réacteurs nucléaires
 ** C'est le démonstrateur industriel de 1200 MWe qui à fonctionné en France de 1986 à 1998 (date de son arrêt définitif forcé pour raisons politiques)
 *** Pu 239 et Pu 241 sont les deux isotopes fissiles du plutonium

Cette tendance à l’augmentation du facteur de reproduction des neutrons η en fonction de leur vitesse (ou énergie) est illustrée par la figure 4.

Figure 4 – Variation du facteur de reproduction des neutrons en fonction de leur énergie cinétique (carré de la vitesse)



Bien entendu, cette valeur doit être supérieure à 1 pour qu'une réaction en chaîne puisse être entretenue. En pratique elle doit en fait dépasser nettement la valeur 1, car certains neutrons sont inévitablement capturés dans des noyaux autres que les noyaux fissiles, tels que le modérateur (comme on vient de l'indiquer), les éléments de structure, les éléments absorbants de contrôle, ou encore les nouveaux éléments créés au cours de l'irradiation du combustible (notamment les produits de fission, dont certains sont très capturants). D'autres neutrons vont même s'échapper en dehors du milieu fissile (on parle alors de « fuites » de neutrons)³².

Toutefois, ces captures ne sont pas nécessairement stériles, car la **capture d'un neutron par l'U 238 donne naissance** à un nouvel élément artificiel, le **plutonium 239 (Pu 239)**, qui **est fissile au même titre que l'U 235**. C'est en quelque sorte comme un « carburant de synthèse » pour

³² Des réflecteurs de neutrons permettent cependant de renvoyer vers le cœur fissile une partie de ces neutrons « évadés »

l'énergie nucléaire. D'où le nom de **noyau « fertile »** donné à l'U 238. Au total le bilan des neutrons dans un réacteur se présente schématiquement de la façon suivante :

- η neutrons sont disponibles à la naissance (neutrons issus des fissions)
- Parmi eux, 1 neutron doit nécessairement provoquer une nouvelle fission pour maintenir une réaction en chaîne autoentretenu.
- Il reste donc $\eta - 1$ neutrons excédentaires qui sont :
 - Soit perdus par capture stérile ou fuites, noté **C**
 - Soit capturés par l'U 238 (noyau fertile) pour former du plutonium, noté **F**

Dans un réacteur de type REP (neutrons lents) en uranium 235, on constate immédiatement que **F ne peut en aucun cas être supérieur à 1**, car il faudrait pour cela que C soit pratiquement nul, ce qui est évidemment impossible à réaliser, ne serait-ce qu'à cause des captures de neutrons par l'eau elle-même qui font perdre autour de 4 % des neutrons issus des fissions. Il faut également tenir compte des pertes de neutrons dues aux fuites nettes de neutrons en dehors du cœur constitué du milieu fissile et du réflecteur entourant ce milieu fissile. En pratique, C varie d'environ 10 % (8 % pour les captures stériles et 2 % pour les fuites nettes) pour un combustible neuf (hors absorbant de contrôle) jusqu'à plus de 30 % pour un combustible en fin d'irradiation (juste avant son déchargement). Soulignons au passage qu'une partie du plutonium formé en réacteur se fissionne in situ et contribue donc à la production d'énergie. Globalement, retenons que cette contribution se situe autour de 40 % dans un REP, ce qui est loin d'être négligeable. En d'autres termes 40 % de l'électricité produite par un REP provient du plutonium. On peut noter d'ailleurs que cette proportion est à peu près la même pour les autres types de réacteurs à neutrons lents (elle est même un peu supérieure pour les réacteurs à eau lourde qui constituent environ 10 % du parc nucléaire mondial). Autrement dit, **dans les réacteurs actuels, le plutonium produit autour de 40 % de l'électricité nucléaire mondiale**. Il reste que globalement, ce gain compense bien peu la très mauvaise utilisation de l'uranium naturel dont on ne consomme que l'isotope fissile (U 235), soit 0,71 % et même moins

puisqu'on en laisse une fraction dans l'uranium appauvri, Uapp, lors de l'opération d'enrichissement et qu'on en laisse également dans l'uranium contenu dans le combustible usé³³.

En définitive on pourrait expliquer très simplement le secret de la surgénération en disant qu'avec des neutrons rapides ET du plutonium, on produit plus de neutrons par fission et on en perd moins inutilement ce qui permet d'utiliser au moins un neutron excédentaire pour fabriquer de la matière fissile tout en laissant un autre neutron pour provoquer une nouvelle fission.

2.2 – La surgénération : le jackpot de l'énergie nucléaire

Nous allons voir maintenant que l'on peut faire cent fois mieux (ordre de grandeur) avec les réacteurs à neutrons rapides (RNR), tout en se passant totalement de consommer de l'uranium naturel ! Compte tenu de ce qui vient d'être présenté, l'explication de ce « miracle » est simple. En effet, comme on l'a vu dans le tableau 5, le facteur de reproduction avec des neutrons rapides et avec les deux isotopes fissiles du plutonium (Pu 239 et Pu 241) est nettement supérieur à 2 ce qui laisse une marge suffisante pour **atteindre et même dépasser la valeur 1 pour F**. Et cela d'autant plus facilement que les pertes de neutrons par captures stériles, notamment par les produits de fission (PF), sont bien moins élevées avec des neutrons rapides qu'avec des neutrons lents (voir plus haut l'analogie du gardien de but). Pour fixer les idées, les captures par les PF dans un combustible REP en fin d'irradiation font perdre environ 7 % des neutrons de fission contre seulement 1,5 % dans un RNR. De plus il n'y a évidemment plus de pertes de neutrons par capture dans le modérateur puisqu'il n'y en a plus !

Autrement dit, dans un RNR chargé avec du combustible au plutonium, on produit nettement plus de neutrons par fission que dans un RNL (en moyenne 15 à 20 %), et on en perd nettement moins par captures stériles (en moyenne 30 % de moins), ce qui permet d'utiliser cet excédent de neutrons pour fabriquer du plutonium par capture dans l'U 238. Il faut

³³ Pour plus de détails, voir l'article de l'auteur du présent document [2]

ajouter à cela que ce bilan neutronique très confortable d'un RNR évite d'avoir à renvoyer dans le cœur fissile les neutrons qui s'en échappent à l'aide d'un réflecteur (comme cela est nécessaire dans un RNL) et permet au contraire de se servir de ces neutrons fuyards pour fabriquer un surcroît de plutonium en les absorbants dans une masse d'U 238 agencée autour du cœur : c'est que l'on appelle des « **couvertures** » (radiales et/ou axiales). Ce point est **fondamental** pour assurer la surgénération de matière fissile.

Au total, le bilan est tel qu'on **parvient à créer du plutonium** (matière fissile artificielle) **en quantité supérieure à celle que l'on consomme en fonctionnement**. Autrement dit, et pour prendre l'analogie avec une voiture à moteur thermique, on dispose ainsi d'un moteur permettant de fabriquer autant ou même plus de carburant que l'on en consomme en roulant !

Une autre analogie très « parlante » est celle qui est illustrée et commentée sur la figure 5

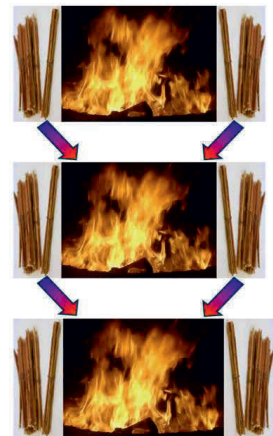
Figure 5 - Processus de surgénération : analogie du feu de bois

1 – On allume **un feu** avec du **bois sec** (plutonium) et on place du **bois humide** (uranium 238 = U appauvri) autour de feu afin de le sécher et de produire ainsi du bois sec

2 – Avec le **bois sec** ainsi produit on allume un **autre feu** autour duquel on place à nouveau du **bois humide** pour le sécher

Etc...

On peut ainsi entretenir **un feu** uniquement avec du **bois humide** (uranium appauvri)



Ce processus est désigné **surgénération** (sous-entendu de matières fissiles), caractérisée souvent par ce qui est appelé un **GAIN DE RÉGÉNÉRATION, GR**, défini simplement comme le rapport entre la quantité totale de plutonium créé dans le réacteur et la quantité de plutonium

consommée dans ce même réacteur (pour produire de l'énergie) sur une période donnée (généralement un an).

Il est très important de noter ici que :

Un réacteur à neutrons rapides ne PEUT PAS être surgénérateur avec de l'uranium enrichi, quel que soit son niveau d'enrichissement.

Le seul moyen de parvenir à la surgénération ($GR > 1$) est d'utiliser un combustible au PLUTONIUM.

Cette loi s'applique partout dans le monde, y compris aux États-Unis. Autrement dit, tant que ce pays s'entêtera à proscrire l'usage du plutonium, il est exclu qu'ils puissent un jour faire fonctionner un réacteur en mode surgénérateur de matière fissile. Ce sont les **lois de la physique, pas de la politique**.

Cela étant, il convient à ce stade d'ouvrir une parenthèse pour bien préciser ce que signifie la valeur du « gain de régénération », GR, par rapport à 1, censé représenter le passage d'un régime sous-générateur à un régime surgénérateur de matière fissile. Ce paramètre en apparence simple peut être en effet mal interprété, car nous allons voir justement qu'il n'est pas si évident à comprendre. Il nous faut pour cela introduire la notion de **taux d'utilisation de l'uranium naturel, T_{Unat}** (en %) qui, est très médiocre dans nos REP actuels (typiquement de l'ordre de 0,5 %). Ce taux est défini comme le rapport entre la quantité de noyaux atomiques qui fissionne effectivement dans un réacteur de type donné par rapport à la quantité d'uranium naturel ($Unat$) nécessaire pour produire ces fissions. En pratique, T_{Unat} devrait être inférieur à 0,71 % puisqu'il est impossible de fissionner la totalité de l'U 235 contenu dans l' $Unat$ pour trois raisons principales :

1. On en perd forcément un peu lors de l'étape d'enrichissement de l' $Unat$ qui est indispensable pour les réacteurs modérés à l'eau légère, comme les REP. Ce résidu d'U 235 est laissé dans l'uranium appauvri qui contient de l'ordre de 0,25 % d'U 235. Cette perte est donc de l'ordre de $0.25/0.71 = 35 \%$!

2. Une fois dans le cœur du réacteur, un noyau d'U 235 ne se fissionne pas forcément après avoir absorbé un neutron, car dans 15 % des cas il disparaît en se transformant en U 236 ; cette perte est évidemment inévitable.
3. Dans un réacteur nucléaire, il reste toujours un peu d'U 235 non consommé dans le combustible usé qui est déchargé du cœur après son utilisation. Dans un REP dont le combustible neuf est constitué d'uranium enrichi à 4 % en moyenne, cet uranium déchargé contenu dans le combustible usé reste « enrichi » à environ 0,8 %. La perte relative est alors de $0,8/4 = 20 \%$.

Au total on utilise donc que 30 % de l'U 235 pour faire des fissions ($100-35-15-20$), c'est-à-dire environ 0,21 % ($= 0.71 \times 0.30$) de l'Unat pour produire de l'énergie ! Heureusement, deux phénomènes viennent rehausser un peu ce bilan désastreux :

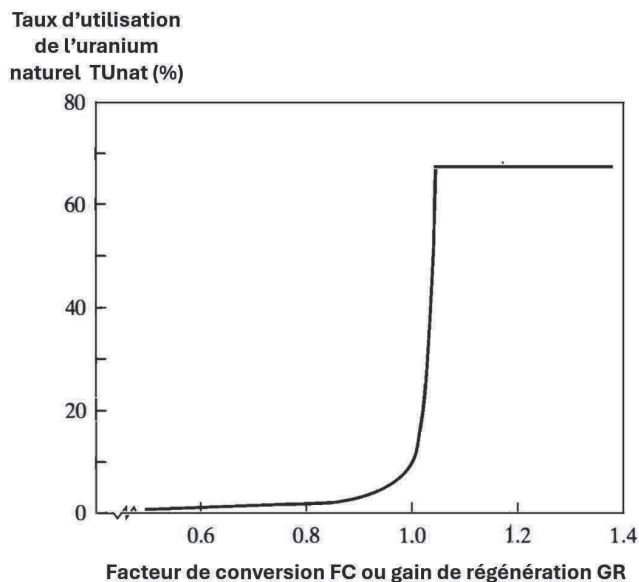
1. L'autre isotope de l'Unat, l'U 238, est légèrement fissile avec des neutrons rapides, ce qui permet de regagner 7 % de fissions.
2. Mais surtout une bonne partie du plutonium « fabriqué » dans le réacteur (par capture des neutrons sur l'U 238) est fissionné in situ ce qui conduit à un regain d'environ 40 % de fissions dans un REP.

Au total ce bilan s'établit donc autour de $(0,21 + 0,07 + 0,4) = 0,68$ % de l'Unat utilisé. C'est un peu mieux qu'une fois rien, mais cela reste deux fois rien comme aurait dit Raymond Devos !

Dès lors, on comprend bien que ce gain obtenu grâce au plutonium formé en réacteur, que l'on caractérise par ce qui est appelé le **FACTEUR de CONVERSION**, noté ici **FC** (assimilable au gain de régénération GR). Il est défini comme le nombre moyen **NF** de noyaux fissiles créés dans un réacteur nucléaire par noyau fissile détruit dans le réacteur (disparition par fission ou par capture d'un neutron). Ainsi, lorsque N sont détruits en réacteur, il apparaît $NF = N \times FC$ nouveaux noyaux fissiles. Ces nouveaux NF peuvent à leur tour créer $N \times FC$ noyaux fissiles via le processus de conversion, et ainsi de suite. En définitive, si on laisse se dérouler ce processus pendant un temps infini (soit par irradiation dans le réacteur soit

par recyclages indéfinis), un noyau fissile finit par créer $(N \cdot FC) + (N \cdot FC)^2 + (N \cdot FC)^3 + \dots = N \cdot FC / (1 - FC)$ noyaux fissiles. C'est donc une fonction hyperbolique qui montre qu'il faut s'approcher beaucoup de $FC = 1$ pour créer une grande quantité de noyaux fissiles à partir d'un noyau fissile initial. En pratique, les choses sont un peu plus compliquées, car pour calculer **TUnat**, il faut tenir compte de plusieurs autres facteurs, tels que le rapport capture sur fission des noyaux fissiles, le taux des fissions « rapides » des noyaux atomiques fertiles, les pertes aux recyclages des matières fissiles, le taux de combustion des combustibles en réacteur, l'enrichissement du combustible. Tout cela est bien expliqué dans le gros ouvrage (800 pages !) intitulé « *Introduction to Nuclear Engineering Third Edition* » de John R. Lamarsh, qui est téléchargeable sur internet³⁴. Le résultat est illustré sur la fig. 6.

Figure 6 - Taux d'utilisation de l'uranium (TUnat en %) en fonction du facteur de conversion FC, ou Gain de régénération GR



³⁴ <http://www.gammaexplorer.com/wp-content/uploads/2014/03/Introduction-to-Nuclear-Engineering-Lamarsh-3rd-Edition.pdf>

On voit clairement sur cette courbe **qu'il faut s'approcher très près de 1**, et même le dépasser un peu (1,0484 exactement) pour parvenir à un TUnat significatif (ici 70 % avec les hypothèses prises dans le livre).

Bien entendu, pour que ce processus de régénération puisse fonctionner, il faut :

1. Pouvoir **recycler le plutonium** créé dans le réacteur et qui n'a pas été consommé in situ. Il faut pour cela « retraiter » le combustible utilisé afin de séparer le plutonium qu'il contient, puis fabriquer de nouveaux combustibles avec ce plutonium. C'est ce que l'on appelle communément « fermer le cycle du combustible ».
2. **Alimenter le réacteur en matière fertile**, en l'occurrence l'U 238. Or, il existe une source toute trouvée et pratiquement gratuite : **l'uranium appauvri (Uapp)** des rejets des usines d'enrichissement (uranium résiduel après enrichissement). Il n'est alors plus besoin d'aller extraire de l'uranium naturel. Or, la France possède sur son territoire de grandes quantités d'Uapp, car elle exploite depuis longtemps des usines d'enrichissement de l'uranium naturel. Ce stock d'Uapp s'élevait à 324 000 tonnes fin 2021 [3] et il augmente en moyenne chaque année d'environ 4000 à 5000 tonnes.

Pour avoir une idée du potentiel énergétique de cet uranium appauvri, il suffit de se référer à une **donnée physique fondamentale** qui est la masse de noyaux qu'il faut fissionner pour produire une quantité d'énergie donnée. Ce calcul est simple à faire en partant de l'énergie dégagée par une fission qui est de 201,7 MeV pour l'U 235, soit $3,23 \cdot 10^{-11}$ joules. On trouve alors qu'il faut environ **UNE TONNE de fissions**, c'est-à-dire une tonne de noyaux atomiques d'U 235 fissionnés, pour produire l'énergie électrique d'un réacteur de **1 GWe** de rendement 33 % (cas des REP) supposé fonctionner à **pleine puissance pendant un an** et qui produit donc 8,64 TWhe³⁵. Pour le parc EDF qui est capable de produire autour de **400 TWhe par an**, il faut donc environ **50 tonnes de fissions transformées**

³⁵ Le calcul exact donne 1165 kg.

en 50 tonnes de produits de fissions³⁶. Si on suppose maintenant que nos 324 000 tonnes d'Uapp sont transformées en plutonium dans un parc RNR fournissant 400 TWhe par an, donc composé de 100 % de RNR, et que ce plutonium est ensuite entièrement fissionné, ce parc pourrait fonctionner pendant **6500 ans, sans aucun apport d'uranium naturel**.

En bref, on peut affirmer sans hésiter que les RNR fonctionnant au plutonium constituent le véritable JACKPOT de l'énergie nucléaire.

2.3 – Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) ramassent la mise

Pour comparer en pratique le potentiel énergétique de l'uranium naturel utilisé en RNL (par exemple en REP) et en RNR, il faut tenir compte de plusieurs facteurs liés notamment :

- aux caractéristiques neutroniques des cœurs de réacteurs considérés (par exemple, REP à haut facteur de conversion)
- aux propriétés nucléaires des matières utilisées (uranium enrichi et composition isotopique du plutonium),
- aux performances respectives des deux types de réacteurs, en particulier leur rendement électrique,
- aux caractéristiques du cycle du combustible : pour les REP, étape d'enrichissement de l'uranium naturel (taux d'enrichissement de rejet qui détermine la fraction d'U 235 qui reste non utilisée), mode de gestion du combustible, taux de combustion, recyclage ou non des matières nucléaires issues du retraitement des combustibles usés (plutonium et uranium résiduel) et pour les RNR, type de filière (caloporteur sodium, plomb, gaz, sels fondus) et type de combustible (oxyde, carbure, nitrure).

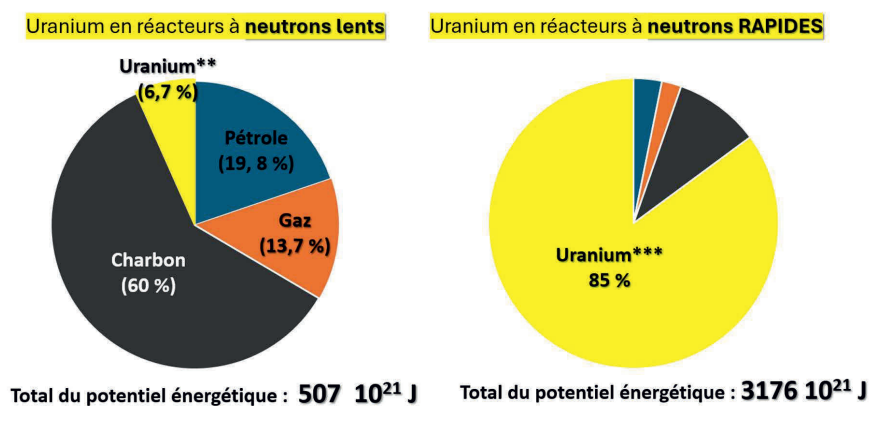
Le détail de ces analyses sortirait du cadre de ce document, mais le lecteur intéressé pourra en prendre connaissance dans le livre que nous

³⁶ Il est très utile de se souvenir de ce chiffre, car il permet d'en retrouver plusieurs autres, comme la quantité de produits de fissions (qui sont les déchets de haute activité) générée annuellement en France pour une production d'électricité nucléaire de 400 TWhe : c'est tout simplement 50 tonnes ! À noter au passage qu'au bout de 3 ans seulement 15 % d'entre eux sont radioactifs soit à peine 8 tonnes de déchets hautement radioactifs.

avons publié [4] dans lequel ces sujets sont traités. En tout état de cause, une valeur précise de ce **facteur de multiplication du potentiel énergétique de l'uranium naturel apportée par les RNR par rapport aux RNL, Eumat** n'a qu'une importance secondaire dans le cadre de ce livre où l'on recherche simplement des ordres de grandeur. À cet égard, on pourrait prendre simplement comme référence de départ la proportion en masse d'U 235 (utilisé principalement dans les RNL) et d'U 238 (utilisé dans les RNR) soit 140 (1/0.071). En pratique on trouve un facteur de multiplication compris entre 80 et 170, selon les hypothèses prise pour les calculs. Cette dernière valeur supérieure à 140 s'explique par le meilleur rendement thermodynamique des RNR par rapport au REP (0.40 comparé à 0,33) et par la plus grande énergie dégagée par une fission du Pu 239 (+ 4,1 %). Nous avons retenu ici le facteur multiplicatif **Eumat** conservatif égal à **80**.

Partant de cette valeur, on peut jauger le potentiel énergétique des ressources prouvées d'uranium par rapport à celui des énergies fossiles. On se base pour cela sur les estimations des ressources prouvées de pétrole, de gaz, et de charbon, fournies dans la base de données « BP statistical review of world energy », publiée en 2018. Le graphique présenté sur la figure 7 illustre les résultats de ces estimations.

Figure 7 – Potentiel énergétique des réserves mondiales prouvées de combustibles fossiles et d'uranium* exprimé en joules (graphiques en pourcentage).



*** Valeurs tirées de [5], page 11 (qui se réfèrent aux chiffres publiés dans [6])**

**** Valeur calculée sur la base des réserves prouvées à un coût < 260 \$/kg [7] – L'équivalence entre masse d'uranium et Tep est : 1 tonne d'uranium = 10 000 Tep = $4,17 \cdot 10^{15}$ joules ([5] page 10)**

***** Le potentiel énergétique de l'uranium en RNR est multiplié par 80 (facteur multiplicatif minimum) grâce à la surgénération de plutonium**

Il s'agit bien entendu d'estimations très simplistes destinées simplement à visualiser le potentiel énergétique considérable de l'uranium s'il est valorisé dans les RNR. Mais ces ordres de grandeur sont incontestables et le résultat l'est tout autant :

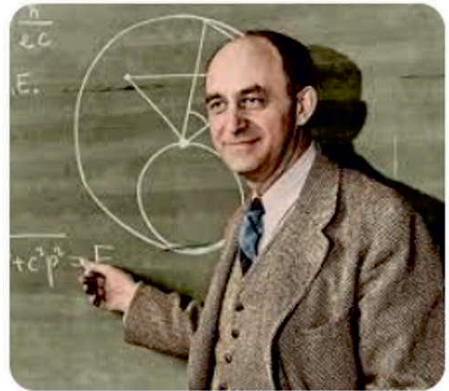
La seule voie possible pour que l'énergie nucléaire puisse apporter une contribution majeure et durable à l'approvisionnement énergétique mondial est celle du déploiement à grande échelle des réacteurs à neutrons rapides

3 - Les réacteurs à neutrons rapides : comment ?

3.1 – Un précieux héritage

En préambule à cette présentation, il importe de rendre un bref hommage au génial physicien (tant en physique théorique qu'expérimentale) **Enrico FERMI** (prix Nobel en 1938), et qui fut d'ailleurs surnommé « le pape » par ses collègues italiens dans les années 1930. Ce savant fut sans aucun doute « **le père** » des RNR. On peut en effet situer très précisément la date de naissance des RNR au 26 avril 1944 lors de la première réunion du « New Pile Committee » où il présenta pour la première fois ce concept qu'il dénomma « Mother plant », car ce type de réacteur devait être capable d'alimenter en plutonium de plus petits réacteurs.

Enrico FERMI



Note – Rappelons qu'Enrico Fermi élaborera les fondements de la physique des réacteurs nucléaires ainsi que la conception du premier d'entre eux, la fameuse « pile atomique » baptisée « Chicago Pile N°1 », CP 1, construite sous les gradins d'un stade désaffecté. C'est lui qui en pilota les travaux de construction en mettant lui-même la « main à la pâte », et qui dirigea l'équipe de démarrage de ce premier « réacteur nucléaire » au monde (« divergence »). Cette première réaction en chaîne autoentretenue fut déclenchée le 2 décembre 1942, à 15 h 53 exactement. Cet instant précis marque le début de l'ère nucléaire. L'auteur de ce livre a eu la chance de récupérer un petit échantillon de l'empilement de graphite original,

qui est devenu une relique (cet évènement historique est relaté en détail dans note livre [4]).

Pour être tout fait juste, l'idée même de surgénération de plutonium n'était pas tout à fait nouvelle, puisqu'au début de l'année 1942, elle avait germé dans l'esprit du physicien Von Halban, alors intégré dans l'équipe française conduite par Frédéric Joliot qui, notons-le au passage, avait déposé le premier brevet sur les réacteurs nucléaires, le 1^{er} mai 1939 ! Mais ce fut bien **Fermi** qui en ce printemps 1944 **pensa le premier à ces réacteurs**, en précisant que ce processus de surgénération serait sans doute plus efficace avec des **neutrons rapides**. Cette idée était particulièrement bienvenue à cette époque où **certaines pensaient que les réserves d'uranium naturel exploitables étaient sans doute très limitées** et qu'il était donc nécessaire de développer des réacteurs pouvant produire de la matière fissile en quantité suffisante pour assurer le développement de l'énergie nucléaire. Ajoutons à cela que sur le plan technique, il déclara au cours de cette réunion du 26 avril 1944, « *the serious objection to these fast chain piles is the removal of the heat* ». Il précisa ensuite « *The coolant for this type of pile would be a bismuth-lead alloy and would flow downward through the pile between the static and rotating rods. The possibility of using liquid sodium in place of bismuth-lead should also be looked into. The volumetric heat capacity of the liquid sodium is about the same as that of the bismuth-lead alloy, but its density would be 10 times less, so that the pressure drop would be about 1/10 that for the bismuth-lead alloy or the velocity about 3 times larger for equal pressure drop* ». Nous avons pu nous procurer le compte rendu de cette réunion historique et nous le joignons ici en annexe, car il constitue sans aucun doute le document fondateur des RNR. Le soir même de ce 26 avril 1944, Fermi donna une conférence décrivant ce concept et juste après, lors d'une discussion avec Wigner, c'est **Szilard** qui proposa pour ces piles d'un nouveau genre le nom de **Breeder** (traduit en français par le mot « surgénérateur », mais qui veut dire littéralement « reproducteur » lorsqu'il s'agit d'animaux).

C'était-il à 80 ans.

Historiquement, les RNR développés aujourd'hui peuvent donc être qualifiés à juste titre de réacteurs de quatrième génération !

Il est intéressant de noter au passage qu'au cours de ces réunions du NPC, Fermi, pourtant promoteur des surgénérateurs, fit part de ses inquiétudes quant aux risques de détournement de matière fissile pour fabriquer « illégalement » des bombes atomiques. Il évoqua également les problèmes que pourraient poser les grandes quantités de produits radioactifs issus de l'énergie nucléaire en général. Il fit à ce propos une déclaration que l'on pourrait qualifier de visionnaire : « *It is not clear that the public will accept an energy source that produces this much radioactivity and that can be subject to diversion of material for bomb* »³⁷. Mais **en 1945**, il déclara aussi : « ***The country which first develops a breeder reactor will have a great competitive advantage in atomic energy*** »³⁷.

Après la Guerre, le développement de réacteurs nucléaires à usage civil s'est inscrit tout naturellement dans le prolongement des premières réflexions du « New Pile Committee », initiées lors de cette première réunion du 26 avril 1944. Enrico Fermi avait alors montré que les RNR offraient des perspectives très séduisantes compte tenu des connaissances de l'époque sur les ressources en uranium naturel qui étaient considérées comme très limitées. C'est la raison pour laquelle des études furent lancées dès l'année 1945 sur ce type de réacteur (nous y revenons au paragraphe suivant consacré spécifiquement aux fluides caloporteurs).

Ces premières études aboutirent à la conception puis la construction d'un premier prototype expérimental, dénommé EBR1 (pour « Experimental Breeder Reactor N° 1 »), sur le premier site baptisé « National Reactor Testing Station » situé dans une région semi-désertique dans l'Idaho (qui deviendra le berceau du développement de tous les réacteurs expérimentaux civils et militaires aux États-Unis). **Le choix du fluide caloporteur qui avait été fait pour ce premier RNR au monde avait alors été un eutectique sodium-potassium (NaK)**. Le réacteur divergea le 24 août 1951 et, après installation d'un petit alternateur, il permit d'allumer symboliquement 4 ampoules de 200 watts le 20 décembre 1951 à 13 h 50 exactement, puis tout le bâtiment le lendemain. De plus, ce réacteur qui a démarré avec de l'uranium très enrichi (78 kg enrichis à 67 %), fut chargé avec du combustible au plutonium en 1953, ce qui permit de

³⁷ Fast reactor development in the united states - Thomas B. Cochran Science & Global Security, 17:109–131, 2009

démontrer en 1953 la possibilité d'atteindre la surgénération dans ce type de réacteur dont le cœur fissile était entouré d'une couverture en uranium appauvri.

Le réacteur EBR1 marque donc la naissance des RNR (et du développement nucléaire civil en général), et c'est pourquoi nous en présentons ici sur la figure 8 un montage photo de ce lieu historique. C'est d'ailleurs devenu un « monument national » aux États-Unis (que l'auteur de ce livre a pu visiter). Le lecteur intéressé par une visite guidée à distance de ce musée pourra visionner la vidéo^{38, 39}

Figure 8 : EBR1, le premier réacteur civil au monde était un RNR refroidi au sodium (NaK)



³⁸ https://www.youtube.com/watch?v=YPxAxBul1BI&ab_channel=IdahoNationalLaboratory

³⁹ https://history.idaho.gov/wp-content/uploads/2018/09/Experimental_Breeder_Reactor_No._1_66000307.pdf

Le lecteur intéressé par toute l'histoire du développement des RNR aux États-Unis, pourra consulter l'article⁴⁰ publié en 2009 qui présente une bonne rétrospective sur le sujet.

3.2 - L'élément structurant : le fluide caloporteur

À la différence des réacteurs à neutrons lents (RNL), le choix le plus structurant d'une technologie pour les RNR repose d'abord sur celui du **fluide caloporteur** (comme Fermi l'avait dit). En effet, dans les RNL, c'est d'abord le choix du modérateur qui détermine les différentes « familles » possibles, que sont le graphite, l'eau lourde et l'eau légère. À chacun de ces trois modérateurs, il est possible d'opter pour différents fluides caloporteurs, ce qui a conduit historiquement à l'étude détaillée d'une trentaine de concepts de réacteurs de puissance, dont 17 ont été réellement construits et testés. Mais au fil des essais et des échecs techniques ou technologiques, une seule filière de RNL a finalement émergé industriellement et domine presque sans partage le parc nucléaire mondial : les réacteurs à eau légère dont le gros avantage est que l'eau sert à la fois de modérateur et de fluide caloporteur. Il faut néanmoins noter qu'une place est encore laissée aujourd'hui aux réacteurs à eau lourde (qui sert également de modérateur et de fluide caloporteur), essentiellement au Canada et en Inde, bien que ce dernier pays s'oriente désormais vers le développement de la filière à eau légère. Notons également qu'un type particulier de RNL à graphite (avec de l'hélium comme fluide caloporteur), le HTR (High température reactor), fait toujours l'objet d'études parfois très avancées (réalisation de prototypes) étant donné sa capacité à pouvoir délivrer de la chaleur à des températures inatteignables par tout autre type de réacteurs. Le HTR figure d'ailleurs dans la liste des six « systèmes » retenus au titre des réacteurs de quatrième génération par le « GIF » (Generation-IV International Forum).

Pour les RNR, le choix est donc restreint à celui du fluide caloporteur. Pour mieux comprendre l'éventail des options possibles, il

⁴⁰ <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/08929880903445514>

convient d'expliciter les deux critères essentiels qui régissent ce choix, à avoir :

1. un fluide composé de **noyaux atomiques pas trop légers** afin d'éviter le plus possible de ralentir les neutrons, puisque la perte de vitesse d'un neutron qui rebondit sur un noyau atomique (par diffusion dite « élastique ») est une fonction inverse de la masse atomique du noyau « percuté » par le neutron.
2. Un fluide de capacité calorifique aussi élevée que possible, car la densité de puissance dans un RNR est nettement plus grande que dans un RNL (typiquement 3 à 4 fois plus grande⁴¹).

Ce deuxième point mérite une explication. D'une façon générale, on a vu que les sections efficaces d'interaction entre un neutron et un noyau atomique diminuent en raison inverse de la vitesse du neutron. Cette loi générale s'applique évidemment aux noyaux fissiles qui de ce fait doivent être le plus possible concentrés pour augmenter la probabilité de fission de ces noyaux par un neutron. En conséquence, les RNR nécessitent de fortes densités de matières fissiles, ce qui se traduit par une augmentation de la proportion volumique de la matière fissile dans le cœur et, si c'est possible, une augmentation de la densité même de la matrice de combustible⁴². La conséquence de cette augmentation nécessaire de la concentration de matière fissile est double : réduction au maximum de la taille du cœur pour diminuer l'inventaire global en matière fissile (plutonium) et fraction volumique de combustible dans le cœur aussi élevée que possible. Ces deux exigences conduisent inévitablement à de fortes densités de puissance⁴³ et

⁴¹ Dans un REP, elle est d'environ 100 W/cm³ et dans un RNR de type Superphénix elle est d'environ 300 W/cm³

⁴² De nombreux choix sont possibles de ce point de vue : métal, qui a évidemment la plus forte densité, alliages métalliques, oxydes, carbures, nitrures, silicures, céramique-métal (cermet), céramique-céramique (cercer). Néanmoins, le choix d'un type de matrice n'est pas uniquement basé sur ce critère, car il doit aussi tenir compte de plusieurs autres contraintes telles que la conductivité thermique, le point de fusion, la compatibilité chimique avec le fluide caloporteur, la stabilité sous irradiation, mais aussi l'adéquation avec les processus amont et aval du cycle : difficultés de fabrications et surtout retraitabilité. Pour approfondir ces sujets, nous renvoyons le lecteur à notre livre déjà cité [4], notamment les paragraphes 9.3.3 et 14.5.2.

⁴³ Typiquement 3 à 4 fois plus élevée que dans un REP : 300 W/cm³ pour Superphénix contre seulement environ 100 W/cm³ pour un EPR.

donc à la nécessité de capacités d'évacuation de la chaleur très performantes qui peuvent être atteintes par trois moyens :

1. Augmenter le plus possible la surface d'échange entre le combustible et le fluide caloporteur, ce qui est possible en fragmentant au maximum les éléments combustibles. Le moyen le plus utilisé à cet égard est de multiplier le nombre de « crayons » de combustible en réduisant au maximum leur diamètre (d'où le nom « d'aiguilles » parfois donné à ces éléments combustibles dans certains RNR).
2. Accroître le débit du fluide qui traverse le cœur du réacteur, ce qui augmente évidemment la puissance de pompage de ce fluide.
3. Choisir un **fluide capable d'extraire et de transporter le maximum de calories**.

C'est ce dernier critère qui a conduit au **choix de métaux (ou alliages) liquides** comme fluide caloporteur, et ceci dès l'origine (on l'a vu avec Enrico Fermi, en avril 1944 !), en raison de leurs bonnes caractéristiques de transfert thermique et des hautes températures permises par ces fluides. De plus, leur utilisation permet de **fonctionner sans pression** dans le circuit primaire, ce qui constitue un gros avantage par rapport aux fluides pressurisés, tant en fonctionnement normal qu'en situation accidentelle, notamment en cas de brèche dans le circuit primaire⁴⁴.

Le processus de sélection du métal (ou alliage) doit bien entendu tenir compte de nombreux autres paramètres neutroniques (faible capture des neutrons, faible pouvoir de ralentissement), thermiques (conductivité, température de changement de phases), physiques (densité, viscosité), chimiques (corrosion, réactivité) ou autres caractéristiques telles que la toxicité, la facilité de mise en œuvre, la stabilité sous irradiation, la transparence visuelle (pour l'inspection en service des structures internes) et enfin le coût.

⁴⁴ Si le fluide caloporteur est sous pression, une brèche dans le circuit primaire qui le contient conduit à une dépressurisation rapide, ce qui réduit beaucoup ses capacités d'évacuation de la puissance résiduelle.

Dès l'année 1945, une équipe de physiciens de Los Alamos menée par Phillip Morrison (l'un des participants à la réunion du 26 avril 1944) entamèrent des travaux sur les RNR et proposèrent de construire un petit réacteur expérimental d'une puissance initiale de 10 kW, constitué de **plutonium métallique** utilisant du **mercure comme fluide caloporteur**. En fait, l'objectif premier d'une telle installation était de fournir une source intense de neutrons et d'étudier les propriétés d'une réaction en chaîne entretenue avec des neutrons rapides, afin de parfaire les connaissances sur le fonctionnement des bombes atomiques. Ce réacteur baptisé **Clémentine**, divergea le 21 novembre 1946, mais son fonctionnement fut assez chaotique à cause de multiples problèmes techniques allant jusqu'à l'apparition de signes évidents de rupture de tubes de combustible conduisant à la libération de plutonium dans le mercure ce qui entraîna l'arrêt définitif de l'installation en décembre 1952. des principales leçons tirées cette expérience fut que **le mercure** n'est certainement **pas le meilleur choix** pour le fluide caloporteur des futurs RNR, d'autant que ses propriétés de transfert thermique sont assez médiocres.

Parallèlement à ce programme, quelques travaux théoriques furent menés dans les deux autres « laboratoires » de l'époque que sont Oak Ridge et Argonne qui présenta à l'AEC (Atomic Energy Commission) fin 1947 un projet de RNR utilisant **l'eutectique sodium-potassium** comme fluide caloporteur après une exploration approfondie de nombreuses autres possibilités. **Un brevet** intitulé simplement « *Fast neutron reactors* » fut alors déposé **le 14 juin 1948** dans lequel sont proposés plusieurs concepts de cœurs de réacteurs avec des combustibles mixtes de plutonium dilué dans de l'Unat en proportion plus ou moins grande et des couvertures en Unat ou en thorium selon diverses géométries, y compris sphériques. C'est sur ces bases qu'a été conçu l'année suivante le premier prototype de RNR, EBR1, présenté au paragraphe précédent.

Il ne sera définitivement arrêté qu'en 1964, après avoir engrangé une moisson de résultats très utiles, tant sur le plan technologique (notamment celles liées à l'emploi du NaK) que sur le plan de la physique des cœurs de RNR. Il faut néanmoins signaler que son fonctionnement a été émaillé par quelques incidents sérieux (mais instructifs), en particulier des fuites d'échangeurs NaK-eau et surtout une fusion de 40 % à 50 % du cœur le 29 novembre 1955, au cours d'une expérience destinée à mesurer

des coefficients de température. D'une façon générale, ce réacteur a servi un peu de cobaye et a subi des épreuves assez brutales telles que des insertions délibérées de réactivité alors que la circulation du fluide caloporteur était arrêtée.

3.3 – La solution de référence : le sodium liquide

A la suite de ce premier succès, le sodium liquide a fait l'objet d'un consensus technique quasi unanime. En témoigne le fait que **tous les réacteurs expérimentaux et tous les réacteurs électrogènes** qui ont fonctionné dans les 9 pays qui ont eu un programme national de développement de RNR **ont choisi de mettre en œuvre cette technologie du sodium comme fluide caloporteur**. Nous en donnons la liste dans le tableau 6. Il est donc légitime de considérer le sodium comme étant LA solution de référence.

La seule exception à ce quasi-monopole mondial de la technologie sodium fut celle des sous-marins russes à propulsion nucléaire dont certains ont été équipés de petits RNR utilisant le plomb-bismuth comme fluide caloporteur (nous y revenons dans le paragraphe suivant). On peut noter au passage que les États-Unis ont également opté pour le sodium pour leur deuxième prototype de sous-marin nucléaire baptisé « Seawolf » qui n'était pas en fait un véritable RNR puisqu'il contenait un modérateur en graphite. Cette curiosité historique est présentée dans le document⁴⁵. Ce sous-marin fut lancé en mars 1957 et réalisa plusieurs plongées avant le remplacement de ce réacteur nucléaire refroidi au sodium par un générateur d'électricité classique en décembre 1958 à cause de plusieurs avaries techniques liées notamment au circuit de vapeur. Signalons pour l'anecdote que le Président des États-Unis, Dwight D. Eisenhower, effectua une visite à bord le 25 septembre 1957 lors d'une escale de ce sous-marin unique, au large de Newport, Rhode Island.

Ainsi, les **RNR à caloporteur sodium (RNR-Na) ont accumulé une expérience de fonctionnement considérable de près de 500 réacteurs-ans**, dont environ 220 réacteurs-ans pour les réacteurs électrogènes, qui

⁴⁵ The USS Seawolf Sodium-Cooled Reactor Submarine - Address to Washington DC ANS Local Section on May 17, 2012 - https://wx1.ans.org/about/officers/docs/seawolf_sfr_sea_story_051712.pdf

ont produit environ 250 TWhé. Globalement, on constate que cette période de jeunesse des RNR n'a pas révélé de défaut majeur lié à cette filière et que les incidents ou accidents qui ont émaillé cette période d'apprentissage ont été finalement moins nombreux et moins graves que ceux qui sont survenus au cours de développement des autres filières de réacteurs à neutrons lents, au premier rang desquels on trouve les réacteurs à eau légère. Est-il besoin de rappeler à cet égard que le plus grave accident nucléaire de l'histoire du nucléaire civil « occidental » du fait de défauts de conception, fut celui de Three Mile Island survenu aux États-Unis le 28 mars 1979. L'auteur du présent livre s'en souvient très bien : il passait à côté ce jour-là !

Note - Sur le podium des durées de fonctionnement des RNR-Na, la deuxième place mondiale revient au réacteur français Phénix (250 MWe) avec ses 36 ans de service durant lesquels il a produit 24 TWh d'électricité. Cette expérience a permis à la France d'engranger une somme d'informations considérable qui est bien rapportée dans le document [9]. La première place revient au réacteur russe BN-600, qui a démarré en 1980 et qui est toujours en fonctionnement aujourd'hui. Un programme de modernisation à grande échelle a été réalisé sur ce réacteur depuis 2009, notamment concernant l'amélioration de la sûreté avec par exemple l'installation d'un deuxième système de protection d'urgence du réacteur, d'un système de refroidissement de secours utilisant un échangeur de chaleur à air et d'un panneau de commande de secours du réacteur. De plus, de nombreux travaux ont été réalisés en matière d'inspection et de remplacement des équipements, notamment le remplacement des générateurs de vapeur de l'unité. En 2020, il a été confirmé que le BN-600 était conforme aux dernières exigences de sûreté et, sur cette base, la prolongation de la durée d'exploitation a été accordée jusqu'en 2025. Ajoutons à cela que l'exploitant achève actuellement un nouveau programme de travaux visant à obtenir une prolongation supplémentaire de la durée de vie de l'unité jusqu'en 2040. Précisons enfin que ce réacteur affiche un coefficient de disponibilité supérieur à 70 % depuis le début, qui dépasse même les 80 % ces dernières années.

Tableau 6 a - Liste de tous les RNR expérimentaux qui ont fonctionné dans le monde. Tous ont utilisé le sodium (ou l'eutectique NaK) comme fluide caloporteur, sauf deux qui ont utilisé le mercure : Clémentine aux USA et BR2 et URSS.

NOM des réacteurs (et lieu)	Pays	Puissance (a)	Année de démarrage (b)	Date arrêt définitif	Combustible	Note
Clémentine (Los Al.)	USA	0,025 MWth	mars-46	1953	Pu métal	1
EBR-1 (Idaho)		1,1 MWth	août-51	1964	U métal (UHE)	2
LAMPRE (Los Al.)		1 MWth	1961	1963	Pu métal liquide	3
EBR-II (Idaho)		62,5 MWth	nov-63	1994	U (UHE) - Cf note	4
Sefor (Arkansas)		20 MWth	1969	1972	MOX	
FFTF (Hanford, Wash.)		400 MWth	févr-80	1992	MOX	
BR1 (Obninsk)	Russie	0,03 MWth	1955	ND	PuO ₂ , UO ₂ , UC	5
BR2 (Obninsk)		0,2 MWth	1956	1958	PuO ₂ , UO ₂ , UC	6
IBR-2 (Dobnna)		Pulsé	1977	2006	PuO ₂	7
BR 5 (Obninsk)		5 MWth	janv-59	71/73	PuO ₂ , UC (UHE)	
BR 10 (Obninsk)		8 MWth	71/73	2002	UN (UHE)	
BOR-60 (Dimitrovgrad)		60MWth	déc-69	2009	UO ₂ (UHE), MOX	8
Joyo (Oarai, Ibaraki)	Japon	140 MWth	avr-77	-	MOX	9
Rapsodie (Cadarache)	France	38 MWth	janv-67	1983	MOX (UPuO ₂)	
FBTR (Kalpakkam)	Inde	40 MWth	oct-85	-	(U, Pu) C	

(a) - Il s'agit de la puissance thermique générée dans le cœur du réacteur

(b) - Voir le tableau 6 – b

Notes sur le tableau :

1. Combustible au plutonium métallique, refroidi au MERCURE.
2. Produisit symboliquement 200 watts d'électricité le 20/12/1951 puis quelques centaines de kW. Refroidi avec un eutectique sodium-potassium (NaK). Combustible en uranium enrichi (pas de plutonium).
3. « Los Alamos Molten Plutonium Reactor Experiment », refroidi au Na. Combustible : plutonium fondu.
4. Uranium enrichi entre 48 % et 52 %. L'uranium du combustible (95 %) est associé à un ensemble d'éléments appelé « fissium » (5 %), incluant Mo, Ru, Rh, Pd, Zr, Nb. Une installation de traitement des combustibles par pyrochimie (d'où les résidus du « fissium ») était associée à ce

réacteur. Ce réacteur a généré de l'électricité non commerciale (puissance 20 MWe).

5. « Bistro Reactor » (réacteur rapide) N° 1 de puissance nulle sans fluide caloporteur, à combustible plutonium métallique. Construit par l'IPPE (Institute of Physics and Power Engineering).

6. Réacteur expérimental construit sur le même site, refroidi au MERCURE.

7. Réacteur de recherche pour la physique, qui délivre des pulses de 1 830 MW pendant 200 μ s.

8. Le combustible était d'abord de l'uranium enrichi (pas de plutonium) puis du MOX - Il a délivré de l'électricité : puissance 11 MWe (mais non connecté au réseau).

9. A opéré à plusieurs niveaux de puissance : 50/75 MWth entre 1978 et 1980 (en mode surgénérateur), 100 MWth jusqu'en 1983, 140 MWth jusqu'en 2004

Tableau 6 b - Liste de tous les RNR électrogènes qui ont fonctionné dans le monde. Tous ont utilisé le sodium (ou l'eutectique NaK) comme fluide caloporteur.

Fermi-1 (Detroit) -EFFBR	USA	61 MWe	août-66	1972	UMo (UHE)	
Phénix (Cadarache)	France	250 MWe	déc-73	2010	MOX	
Super Phénix (Creys Mal.)		1200 MWe	janv-86	1998	MOX	
DFR (Dounreay, Ecosse)	GB	11 MWe	oct-62	1977	UMo (UHE)	10
PFR (Dounreay, Ecosse)		234 MWe	janv-75	1994	MOX	
KNK (Karlsruhe)	Allem.	17 MWe	avr-78	1991	MOX, UO ₂ (UHE)	
BN-350 (Aktau)	Kazak.	52 MWe	juil-73	1999	UO ₂ (UHE)	11
BN-600 (Beloyarsk)	Russie	560 MWe	avr-80	-	UO ₂ (UHE)	
BN-800 (Beloyarsk)		880 MWe	juin-14	-	MOX	
Monju (Tsuruga)	Japon	250 MWe	avr-94	-	MOX	12
CEFR (près de Beijing)	Chine	20 MWe	juil-11	-	UO ₂ (UHE)	13
PFBR (Kalpakkam)	Inde	470 MWe	2015 ?	-	MOX	

(a) - Il s'agit de la puissance électrique

(b) - C'est la date de connexion réseau (sauf BN-800 et Monju, pour lesquels c'est la date de première criticité)

Notes sur le tableau :

10. A utilisé le NaK (eutectique) comme fluide caloporteur.
11. Combustible UO₂ enrichi. Fluide caloporteur : NaK - A servi au dessalement de l'eau de mer.
12. Ce réacteur a eu une histoire très chaotique : voir[4] pages 548 et 549
13. China Experimental Fast Reactor.

Cette expérience incomparable sur les RNR-Na a permis de bien cerner leurs atouts, mais également de bien connaître leurs points faibles dans différents domaines clés (sûreté, compétitivité, exploitabilité) et les axes de progrès pour les dépasser et atteindre le stade d'un produit industriel respectant les critères de la 4^e génération. C'est la raison pour laquelle les RNR-Na restent aujourd'hui la solution technologique retenue par tous les pays qui développent des RNR, à savoir, la Russie, la Chine, l'Inde, le Japon et bien entendu **la France**, dont on détaillera plus loin le programme passé et présent, notamment avec son **projet de RNR-Na dénommé Astrid** (acronyme de l'anglais Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration) [8] qui, comme nous le verrons également, a été abandonné en 2019.

Voyons donc les raisons de cette domination presque sans partage du sodium comme fluide caloporteur, tout au moins pour les réacteurs de grosse puissance.

La première d'entre elles est sa **capacité calorifique (chaleur massique) exceptionnelle**, ce qui est évidemment un atout très appréciable pour un fluide caloporteur ! Cette propriété combinée à la grande masse de sodium, en particulier pour les réacteurs de type intégré, confère une très grande inertie thermique au sein du circuit primaire qui contient le cœur, ce qui permet de mieux tolérer les variations de puissance, de débit ou de refroidissement. Un autre atout est sa température de solidification relativement basse, ce qui élimine pratiquement le risque de gel dans le circuit primaire.

A l'opposé, sa température d'évaporation est suffisamment élevée (883 °C) pour laisser une marge confortable vis-à-vis du risque d'ébullition pour des températures de fonctionnement qui n'excèdent pas 550 °C, et

cela d'autant plus que l'inertie thermique du sodium est élevée, ce qui assure une montée assez lente des températures dans le cœur qui contient de grandes masses de sodium (3 500 tonnes dans le réacteur Superphénix), en cas d'accident de perte de refroidissement. Cela permet notamment une **évacuation entièrement passive de la puissance résiduelle par convection naturelle uniquement avec de l'air, donc même en l'absence de source d'eau froide**. C'est là un **AVANTAGE MAJEUR des RNR-Na**, car la perte totale des moyens d'évacuation de la puissance résiduelle dans un réacteur nucléaire de puissance, quel qu'il soit, reste de loin l'évènement le plus redouté dans l'éventail des situations accidentelles. Un autre avantage du sodium est son caractère relativement peu corrosif vis-à-vis des structures métalliques.

Face à ces avantages très appréciables et même déterminants, l'inconvénient majeur du sodium réside dans sa forte réactivité chimique en présence d'eau ou d'air humide qui conduit à la formation d'hydrogène et d'hydroxyde de sodium (soude). Or des contacts entre le sodium et l'eau sont difficilement évitables notamment dans les échangeurs de chaleur à cause de fuites causées par la défaillance toujours possible de tubes échangeurs. Ce risque est parfaitement gérable si des dispositions sont prévues pour le maîtriser, ce qui est évidemment le cas dans tous les RNR au sodium (voir par exemple le rapport [9] sur le retour d'expérience du réacteur Phénix, dont le chapitre entier, N° 4, est consacré à ce sujet).

À titre d'exemple, citons les systèmes de détection d'hydrogène d'une extrême sensibilité qui permettent de déceler rapidement toute entrée d'eau dans le sodium, même très faible, et d'intervenir avant que la fuite ait pris des proportions dommageables. Par contre on ne peut pas exclure le risque de dispersion de radioactivité si le sodium est contaminé par des éléments radioactifs, ce qui est le cas du sodium qui traverse le cœur du réacteur pour évacuer les calories. En effet, ce sodium du circuit primaire est légèrement radioactif, du fait de son activation par capture neutronique qui n'est pas négligeable pour le sodium. Sans entrer dans le détail, on peut simplement préciser ici que la capture d'un neutron par un noyau atomique de sodium conduit à la formation de l'un de ses deux isotopes qui sont radioactifs : le Na 22, dont la demi-vie est de 2,6 ans et le Na 24 dont la demi-vie est de 15 heures. Ces deux isotopes émettent des rayons gamma très énergétiques qui peuvent donc être nocifs pour la

santé. D'où la nécessité de prévoir **un circuit intermédiaire** d'échange de chaleur où circule en boucle du sodium liquide non radioactif, ce qui complique évidemment la conception, et qui génère des coûts supplémentaires. Plusieurs études ont été effectuées dans le but de supprimer le circuit intermédiaire, mais cette option se heurte à un obstacle de taille : le circuit primaire ne se trouve alors séparé du fluide de conversion d'énergie que par une paroi d'échange de chaleur. Or ce fluide (gaz ou eau-vapeur) est à forte pression, et en cas de fuite, risque de pénétrer massivement dans le circuit primaire et générer un accident de réactivité combiné éventuellement avec un accident chimique dans le cas de l'eau vapeur. Une autre option consiste à concevoir des générateurs de vapeur composés de tubes à double paroi, ce qui limite ces risques, mais ne permet pas de s'en prémunir complètement dans une démonstration de sûreté robuste. Pour le projet français de **nouveau RNR-Na Astrid**, il avait donc été décidé de **conserver ce circuit intermédiaire** comme solution de référence.

Une autre piste de réflexion pour supprimer le risque de réaction sodium-eau au niveau du générateur de vapeur est de rechercher un substitut au sodium dans le circuit intermédiaire. Il s'avère néanmoins qu'aucun des fluides envisagés ne présente des caractéristiques totalement satisfaisantes vis-à-vis des principaux critères requis notamment pour ce qui concerne la compatibilité avec le sodium primaire qui est évidemment une exigence fondamentale. À cet égard, toute possibilité de formation de composés solides (cas par exemple avec le Pb-Bi) doit être écartée, car cela crée une difficulté supplémentaire dans la démonstration de sûreté (risques de bouchages notamment). Il en est de même de la compatibilité avec l'eau vapeur ou le gaz du circuit tertiaire de conversion d'énergie. Il faut ajouter à cela des exigences de bonne tenue en température d'absence de corrosion. **Pour Astrid, le sodium avait donc été gardé comme caloporteur pour le circuit intermédiaire.**

Cela étant, si l'on souhaite exclure à tout prix la possibilité d'une réaction entre le sodium et l'eau, on peut envisager de remplacer l'eau par un gaz inerte couplé à une turbine à gaz, qui apporte une réponse simple et définitive à la réactivité du sodium vis-à-vis de l'eau, sans avoir à modifier les paramètres de fonctionnement du réacteur. Pour Astrid, cette option a été étudiée en choisissant l'azote comme gaz, en mesurant tout de même

qu'il s'agit d'une innovation industrielle majeure pour une turbine de 600 MWe et que ce type de système abaisserait le rendement électrique net global de 3 à 4 points par rapport au système classique de conversion d'énergie eau-vapeur. Au stade actuel des études, menées en partenariat avec Alstom, aucun point rédhibitoire de faisabilité n'a été identifié, mais la conception d'un échangeur sodium-gaz ainsi que d'une turbine à gaz de grande puissance reste un sérieux défi technologique.

Un autre inconvénient du sodium souvent mis avant est celui du **coefficient de vide du sodium qui est positif**, ce qui signifie qu'un manque de sodium dans le cœur pouvant provenir de l'apparition de bulles (entraînement de gaz, ébullition locale du sodium...) pourrait entraîner, si l'on n'y prenait garde, une augmentation rapide de la réactivité du cœur et donc de la puissance du réacteur. Ce risque est présent surtout dans les cœurs de grande taille et doit être minimisé en recherchant les conceptions de cœurs les moins sensibles à cet effet, et en réduisant au maximum la probabilité d'événements pouvant conduire à une absence locale de sodium liquide. Ce coefficient est pour l'essentiel la résultante de deux phénomènes qui agissent en opposition lors de la perte de fluide caloporteur :

1. Une **diminution des pertes de neutrons par captures stériles** dans le fluide, ce qui a pour effet d'augmenter le coefficient de multiplication des neutrons puisque le nombre de neutrons perdus est moindre.
2. Une **augmentation des pertes de neutrons à cause de l'augmentation des fuites de neutrons** du fait que certains d'entre eux qui se dirigent vers l'extérieur de cœur ne sont plus déviés de leur trajectoire. Cet effet, à l'inverse du précédent, diminue donc le coefficient de multiplication des neutrons. Cet effet est assez important dans un RNR du fait des petites dimensions du cœur et donc de la part importante des fuites dans le bilan neutronique global. Dans un réacteur de type Superphénix par exemple, environ 20 % des neutrons disparaissent du cœur par fuites et ne reviennent pas dans le cœur puisque la plupart sont absorbés dans les couvertures fertiles (pour créer un surcroît de plutonium).

Au total, le bilan de ces deux phénomènes est positif dans un RNR-Na « classique » conçu et exploité jusqu'à présent, surtout pour les gros cœurs, ce qui constitue un inconvénient, car il faut apporter la démonstration que cela ne conduit pas à augmenter le risque d'accident de réactivité. Mais il est possible de le rendre pratiquement nul par un accroissement du taux de fuites provoqué par la disparition du caloporteur, en jouant sur la géométrie et les compositions du cœur et de son environnement proche : cœur « galette », présence d'hétérogénéités absorbantes dans le cœur, telles que plaques ou couronnes fertiles, accroissement important de la fraction volumique de sodium juste au-dessus du cœur (plénium de sodium), etc. Ces dispositions ont été mises en œuvre dans le **projet Astrid, qui présentait ainsi un coefficient de vide proche de zéro** (voire potentiellement négatif).

Un autre reproche qui est fait au sodium concerne sa transparence qui, bien qu'assez bonne, n'est pas suffisante pour permettre une inspection visuelle directe et précise des parois qui le contiennent. Toutefois, de très grands progrès ont été réalisés en France en matière de techniques acoustiques d'inspection et elles ont été mises en œuvre en France dans le réacteur Phénix. Ces réelles avancées ont permis d'éliminer pratiquement cet inconvénient.

Avant d'examiner l'autre alternative possible de métal liquide qui est celle du plomb, il convient d'évoquer rapidement une variante de l'emploi du sodium, qui est celle de l'eutectique sodium-potassium, NaK. On a vu que le premier RNR EBR1, avait utilisé l'eutectique NaK comme fluide caloporteur, car il a l'avantage d'être **liquide à la température ambiante**, comme le mercure d'ailleurs, mais avec des propriétés nettement meilleures que celui-ci. Toutefois, il est apparu dès cette époque que le **sodium** lui-même était encore **meilleur que le NaK**, mais son point de fusion à 98 °C faisait craindre à l'époque un risque de gel et de bouchage des tuyauteries. Le NaK présente cependant un risque d'incendie encore plus élevé qu'avec le sodium en cas de fuite, car le potassium est encore plus réactif dans l'air ou l'eau que le sodium. D'ailleurs, dans ces situations, l'avantage de l'état liquide du NaK à la température ambiante se transforme en inconvénient puisque même s'il est refroidi, il s'écoule et

s'infiltre partout. D'autre part, une des techniques utilisées pour les traversées étanches des axes de vannes et de robinets avec du sodium pur, consiste à munir d'ailettes de refroidissement le passage étanche de façon à réaliser l'étanchéité par un joint de sodium solidifié. Celui-ci n'empêche pas la rotation lente de l'axe, car, à l'état solidifié, la consistance du sodium est proche de celle du caramel. Toutes ces considérations associées aux autres avantages comparés des deux fluides, notamment pour ce qui concerne la capacité de transport calorifique, ainsi que le coût, ont amené les concepteurs à choisir finalement le **sodium liquide seul** comme fluide caloporteur dans des RNR. Ce choix a été facilité par le fait que l'on a su rapidement maîtriser la technique de réchauffage électrique des tuyauteries par des dispositifs fiables et redondants.

3.4 – Une alternative au sodium : le plomb liquide

Historiquement, nous avons vu que l'emploi du plomb liquide en tant que fluide caloporteur avait été envisagé dès l'origine du concept de RNR présenté par Enrico Fermi lors de la fameuse réunion du 26 avril 1944. Celui-ci avait même cité en premier cette option en considérant le sodium comme une alternative possible. Il avait suggéré alors d'utiliser l'eutectique plomb-bismuth (PbBi) qui permettait d'abaisser à environ 125 °C le point de fusion du plomb seul jugé trop élevée (327 °C).

Nous avons vu que c'est finalement le sodium qui fut choisi comme fluide caloporteur pour le premier RNR expérimental EBR1 aux États-Unis, mais la possibilité de recourir à des RNR pour la propulsion nucléaire de sous-marins est restée à l'étude à cause de leur capacité à générer 2 à 3 fois plus de puissance que les réacteurs à eau pressurisée dans un même volume. Cette idée a été reprise par les Soviétiques qui ont choisi d'utiliser l'eutectique plomb-bismuth (PbBi) comme fluide caloporteur et non pas le sodium comme les Américains (voir le sous-marin Seawolf évoqué au début du paragraphe précédent). Ce choix a été motivé principalement par le caractère inerte du PbBi par rapport à l'air et au fluide de travail vapeur/eau. Il permettait en outre de simplifier beaucoup le système en éliminant la boucle intermédiaire de transport de chaleur et de faciliter

grandement les opérations de renouvellement du combustible ainsi que les actions de maintenance ou de réparation dans la cuve qui pouvaient être réalisées avec la cuve ouverte. À noter que cette possibilité fut néanmoins abandonnée en raison de la formation excessive de scories d'oxyde de plomb qui en résultait, ainsi que du rejet de polonium radiotoxique dans les compartiments du sous-marin. Un accident de fusion du cœur du prototype du sous-marin dit de « classe Alpha » a conduit à mener des études intensives pour améliorer la technologie. Après avoir essuyé de nombreux déboires et même quelques sérieux accidents, ce sont finalement **sept sous-marins nucléaires équipés de ces réacteurs refroidis au PbBi** (avec un modérateur en Béryllium) qui ont été construits (entre 1968 et 1981) et opérés jusqu'en 1990 (date de la chute de l'URSS) sans rencontrer (semble-t-il) de difficultés majeures provenant du réacteur lui-même, au cours de leur service opérationnel d'une douzaine d'années en moyenne. Munis de ce réacteur surpuissant (155 MW) chargé de combustible à uranium très enrichi, ces sous-marins d'un poids de 2300 tonnes hors d'eau avaient une coque en alliage de titane. Ils étaient équipés d'un système de contrôle hautement automatisé et ils étaient gérés par un équipage réduit au minimum (une quarantaine de marins). Ils pouvaient atteindre une vitesse de 41,2 nœuds en immersion, soit presque 80 km/h, pouvant ainsi dépasser celle des torpilles classiques de l'époque ! On trouve de belles photos de ces « fusées sous-marines » sur le site⁴⁶ et un document intéressant (accessible sur internet) qui décrivent l'histoire assez mouvementée de cette curiosité technologique unique. De nombreux enseignements ont été évidemment tirés de ce programme militaire qui offre ainsi un retour d'expérience assez précieux sur lequel peuvent s'appuyer les concepteurs de RNR-Pb destinés à des usages civils. Ce type de réacteur a d'ailleurs été retenu dans la liste des 6 types de réacteurs de quatrième génération sélectionnés au début des années 2000 par l'équipe internationale d'experts du « Forum GenIV » (dont l'auteur de ce document a été l'un des membres représentant la France).

⁴⁶ <https://www.twz.com/33074/this-is-the-worlds-fastest-production-submarines-crazy-molten-metal-cooled-reactor>

Aujourd'hui, les recherches et développements sur les réacteurs à neutrons rapides refroidis au plomb, RNR-Pb, sont menés essentiellement en Russie et en Europe, avec quelques développements en Chine (projet LEAD⁴⁷). On trouve dans le document [11] un bon aperçu de ces différents projets.

En Russie le projet phare est le réacteur **BREST-OD-300**⁴⁸ **en cours de construction** sur le site à Seversk (près de Tomsk), où il est prévu de construire également une usine de fabrication et de retraitement du combustible. Ce prototype de 300 MWe (700 MWth) comporte plusieurs innovations majeures telles que le choix d'un combustible nitrure fabriqué selon un procédé original dit « VIPAC » permettant d'obtenir un combustible mixte uranium-plutonium de haute densité. Il est également prévu de recourir à des générateurs de vapeur utilisant de l'eau sous forme supercritique permettant d'augmenter le rendement global de l'installation (les Russes ont une grande expérience d'utilisation de l'eau supercritique dans l'industrie classique).

En Europe, la R&D s'articule autour des projets ALFRED, PLFR et MYRRHA, avec en outre un projet de SMR baptisé NEWCLEO, porté par la société du même nom (voir *newcleo.com*). Cet engouement pour le plomb en Italie mérite quelques explications, que nous donnons dans une note à part ci-dessous, car ce sujet se situe un peu en marge de celui qui nous préoccupe ici, mais il se justifie par le besoin de rétablir parfois l'origine réelle des idées.

Note - *L'origine du nouvel élan en Italie pour l'utilisation du plomb comme fluide caloporteur dans des réacteurs nucléaires, remonte à l'année 1993 où le le prix Nobel de physique italien et ancien directeur du CERN Carlo Rubbia proposa un concept de réacteur sous-critique alimenté par une source externe de neutrons issus de réactions nucléaire dites de spallation provoquées par des protons produits par un accélérateur de particules. La cible de spallation proposée était alors refroidie par du plomb. Ce concept dit « ADS », pour Accelerator Driven System n'avait en fait rien de nouveau*

⁴⁷ <https://aris.iaea.org/PDF/CLEAR-I.pdf>

⁴⁸ <https://aris.iaea.org/PDF/BREST-OD-300.pdf>

*puisque le principe de ce système couplant un accélérateur et un milieu constitué de noyaux fissiles ou fertiles avait été imaginé en 1950 par le grand physicien Ernest Lawrence, l'inventeur du fameux cyclotron (lauréat du prix Nobel lui aussi pour cette invention) pour produire du plutonium. Cette idée fut ensuite reprise aux États-Unis et étudiée jusqu'à la publication en 1991 d'un article sur ce concept d'ADS qui fit l'objet d'un brevet. Deux ans plus tard, une équipe du CERN publia un rapport co-signé par Carlo Rubbia, décrivant un « nouveau » concept basé en fait sur les mêmes principes de couplage entre un réacteur sous-critique à combustible solide au thorium avec une source externe constituée par un accélérateur linéaire (ou un cyclotron en option) et une cible à base de plomb (ou d'uranium en option). Le physicien italien **Carlo Rubbia**, prix Nobel de physique en 1984 (avec Simon Van der Meer), et Directeur du CERN, cosigna ce rapport qui bénéficia ainsi d'une grande notoriété. Vint s'ajouter à cela un titre très ronflant dans lequel figurent les termes d' « amplificateur d'énergie », « inépuisable » et « propre » (sans déchets !), ce qui lui assura un large écho médiatique et une véritable vénération de la part de certains scientifiques. C'est ainsi que la paternité de cette machine parée de toutes les vertus est souvent attribuée au seul Carlo Rubbia, ce qu'il n'a jamais contesté. Celui-ci a défendu d'ailleurs avec beaucoup de zèle et d'enthousiasme dans de nombreuses instances internationales (l'auteur de ce document en a été témoin) ce qui est souvent appelé aujourd'hui un « Rubbiatron ». Cette publicité a eu le mérite de susciter la curiosité de quelques responsables du monde scientifique ou même politique, notamment au niveau européen. Ainsi, le projet MYRRHA (acronyme de « Multipurpose hYbride Research Reactor for High-tech Application »), initialement lancé en Belgique par le SCK-CEN à Mol en 1998, est en partie financé depuis 2010 dans le cadre des programmes européens de recherche sur la fission (ce projet rassemble une cinquantaine de partenaires).*

Voyons donc maintenant quels sont les atouts et les faiblesses de ce fluide caloporteur pour les RNR, notamment au regard de son compétiteur qu'est le sodium.

L'intérêt principal du plomb comparé au sodium vient de sa **faible réactivité chimique vis-à-vis de l'oxygène ou de l'eau** qui donne la possibilité de se passer des doubles enveloppes et des boucles intermédiaires qu'exige la technologie sodium, avec, à la clé, des perspectives notables de réduction du coût d'investissement. Cette compatibilité du plomb avec l'eau peut être mise à profit dans certains concepts étudiés pour supprimer le circuit secondaire, en plaçant directement les générateurs de vapeur dans la cuve primaire. Cet avantage, d'ordre économique, est à mettre en balance avec la nécessité de surmonter le risque de mise en pression de l'enceinte primaire en cas de défaillance de la paroi d'échange avec le générateur de vapeur, qui est lui sous pression, le risque d'explosion vapeur à l'intérieur du circuit primaire et le risque associé d'excursion de réactivité par l'entrée de vapeur dans le cœur.

Le plomb a par ailleurs de meilleures caractéristiques neutroniques que le sodium : il absorbe très peu les neutrons, ce qui diminue les pertes de neutrons et réduit l'activation du plomb. C'est grâce à cette faible capture des neutrons que les RNR refroidis au plomb ont un coefficient de vide toujours négatif. De plus, le point d'ébullition très élevé du plomb (vers 1 740 °C) donne des marges très importantes vis-à-vis de la vaporisation du caloporteur.

Face à ses avantages très attractifs, le plomb (ou le PbBi) présente malheureusement de nombreux inconvénients énumérés ci-après.

Ses propriétés thermiques et calorifiques sont médiocres comparées à celles du sodium, ce qui constitue évidemment un sérieux handicap pour un fluide caloporteur. Sa capacité calorifique massique n'est en effet que de 0,1466 kJ/kg/°C à 400 °C (elle est pratiquement la même pour le PbBi) contre 1.278 kJ/kg/°C pour le sodium (à 400 °C). Cette pénalité est néanmoins partiellement compensée par le fait que le plomb est 11,7 fois plus dense que le sodium, ce qui confère au plomb une capacité massique supérieure de 34 % à celle du sodium. Mais cette forte densité du plomb, 11,35, constitue par ailleurs un handicap conséquent à cause de ses répercussions sur le chargement mécanique des structures (résistance au séisme), notamment pour les gros réacteurs dont le circuit primaire peut contenir des masses de plomb dépassant largement la dizaine de milliers

de tonnes. Elle conduit par ailleurs à une augmentation significative des besoins de pompage, d'autant plus que la viscosité du plomb est beaucoup plus élevée que celle du sodium (9 fois plus). Une parade consiste à augmenter le diamètre hydraulique de l'écoulement du caloporteur et de réduire la chute de pression due au frottement du flux de liquide de refroidissement à travers le réacteur. Ce choix de conception a néanmoins pour effet de **réduire la densité de puissance** du cœur et **d'augmenter la taille du cœur, ce qui augmente de facto l'inventaire** des matériaux, notamment celui **du plutonium**. Ces deux inconvénients sont **rarement mentionnés**, car ils n'ont pas de conséquences techniques notables et n'affectent pas directement la sûreté. Pourtant, ils sont **économiquement pénalisants** (simplement par effet de taille) et ils **altèrent le rythme de déploiement des RNR** puisqu'il faut plus de plutonium pour démarrer un RNR et que les quantités disponibles ne peuvent provenir que des autres réacteurs du parc nucléaire existant (essentiellement les réacteurs à neutrons thermiques de type REP par exemple) ou éventuellement de plutonium des autres RNR en fonctionnement si leur taux de régénération du plutonium est supérieur à 1. Pour fixer les idées, nous avons comparé les valeurs associées aux réacteurs Phénix, RNR-Na (563 MWth) et BREST-OD-300, RNR-Pb (673 MWth exactement). On trouve que les **densités de puissance sont** de 402 W/cm^3 pour Phénix et 125 W/cm^3 pour BREST, soit **3 fois plus faibles** (et du même ordre que celle d'un REP). Quant à **l'inventaire en plutonium** de cœur, il est de 1 tonne pour Phénix et 2,9 tonnes pour BREST-OD-300, soit respectivement 1,8 kg/MWth et 4,12 kg/MWth, donc **plus du double**.

Un autre inconvénient de cette forte densité du plomb est que le combustible et les structures internes flottent naturellement dans le plomb, ce qui soulève des problèmes spécifiques de sûreté, qui sont liés par exemple à la vitesse de pénétration des absorbants en cas d'arrêt d'urgence. Quant à la conductivité thermique du plomb, elle est nettement moins bonne que celle du sodium : $15,9 \text{ W/m/}^\circ\text{C}$ (et même 11.1 pour le PbBi) contre $83,2 \text{ W/m/}^\circ\text{C}$ pour le sodium.

Mais **le point le plus critique du plomb** réside dans le **pouvoir corrosif du plomb** vis-à-vis des matériaux de structure et les questions de sûreté qu'il entraîne : comment garantir l'intégrité des structures importantes durant la vie du réacteur malgré les risques de corrosion ?

Selon certains éminents spécialistes de ces questions, les modes de corrosion, comme chaque fois qu'on envisage un revêtement protecteur fut il « restructurable » comme une couche de passivité, sont amplifiés aux endroits inévitables où la couche de protection serait momentanément supprimée, et la fragilisation par les métaux liquides est extrêmement rapide. Cela fait que ce mode de ruine est le pire qu'on puisse imaginer : aléatoire et sans signe précurseur, et mortel. La méthode russe de prévention de la corrosion fait intervenir un contrôle en permanence du taux d'oxygène dans le plomb, dans le but de conserver une couche d'oxyde protectrice sur les parois. Cette méthode est jugée particulièrement complexe pour des réacteurs de puissance vu le volume de matières en jeu (plusieurs centaines de m³), le niveau de concentrations à contrôler (0,01 ppm) et l'étroitesse du domaine de fonctionnement tout en sachant que les phénomènes et la cinétique de corrosion dépendent de paramètres qui varient beaucoup pendant la vie d'un réacteur. En tout état de cause, il est difficile de supprimer totalement la formation de produits de corrosion qui deviennent radioactifs et qui sont transportés par le fluide dans le circuit primaire. Ces scories entraînent des risques de bouchage des circuits. Cela pourrait expliquer les problèmes de maintenance et avaries rencontrées dans les sous-marins russes refroidis au PbBi (des accidents graves se seraient produits sur deux sous-marins avec bouchage et fusion d'assemblages), ce qui, ajouté au problème de gel du caloporteur, aurait conduit les Russes à abandonner cette filière pour leurs sous-marins.

Note - Le dépôt d'une couche d'oxyde est un élément essentiel de la protection contre la corrosion. Dans cette approche, l'additif d'oxygène est maintenu à une certaine concentration dans le liquide de refroidissement. L'oxygène dissous dans le liquide de refroidissement réagit avec l'acier en formant une couche d'oxyde de Fe, Cr, Si qui protège le matériau de base de la dissolution dans le liquide de refroidissement. La concentration doit être suffisamment élevée pour reformer rapidement la couche d'oxyde là où elle s'effrite, mais pas au point de provoquer la précipitation de scories (PbO) à la température minimale du circuit de transport de chaleur. L'approche adoptée pour le réacteur sous-marin refroidi au PbBi semble avoir consisté à laisser les impuretés précipiter à la température minimale du circuit, à maintenir les précipités en

suspension par un système d'échangeur de chaleur et de collecter les précipités/particules dans des pièges à particules. Cependant, cette approche n'est pas satisfaisante pour une centrale nucléaire commerciale où la précipitation dans le circuit de transport de chaleur doit être évitée. Pour les liquides de refroidissement à base de plomb et d'alliages de plomb, la purification est compliquée par la nécessité de maintenir une concentration d'additif d'oxygène.

Le pouvoir **érosif** du plomb oblige à limiter la vitesse du caloporteur dans le cœur (< 2 m/s) et donc augmenter la section de passage du plomb grâce à un réseau espacé, ce qui rend le cœur sensible aux incidents de réactivité par passage de gaz. Par ailleurs, des calculs ont montré que les cœurs des RNR-Pb de grande taille présentent un coefficient de réactivité de vidange du plomb fortement positif. La seule possibilité pour pallier les pénalités d'un réseau espacé, et tenter de regagner des marges en termes de densité de puissance (et de niveau de puissance accessible), consiste à recourir à un combustible dense, le nitrure par exemple, qui est la solution adoptée pour les réacteurs BREST-OD-300. Cela nécessite cependant d'engager un vaste et long programme de qualification de ce combustible. Il convient de noter néanmoins que la limitation de la vitesse du fluide conduit indirectement à une faible perte de charge du cœur, ce qui est un élément favorable à un établissement rapide de la convection naturelle. Enfin, face à l'opacité du plomb, une faible mouillabilité des capteurs et des phénomènes de stratification thermique rendent les technologies utilisant les ultra-sons peu performantes pour l'inspection en service.

La température de fusion élevée du plomb, 327 °C, oblige pratiquement à l'utiliser sous la forme de l'eutectique PbBi, afin de réduire le risque de bouchage des tuyauteries. L'eutectique 44,5 % de Pb – 55,5 % de Bi, permet d'abaisser ce point de fusion aux alentours de 125 °C, comme on l'a vu, mais cette température reste supérieure à celle du sodium (98 °C). Cela étant, **le bismuth présente l'inconvénient de générer du polonium 210** via les captures de neutrons sur son unique isotope stable, le Bi 209, qui produit du Bi 210 radioactif (demi-vie 5 jours) qui décroît en Po 210 **extrêmement radiotoxique**, dont il faut évidemment se protéger

(quelques microgrammes dans l'organisme suffisent à entraîner un décès⁴⁹. Par ailleurs, les ressources en bismuth en tant que matière première sont limitées (on l'estime deux fois celle de l'or) et cette option ne peut donc difficilement être envisagée dans le cadre du développement d'une filière de réacteurs de puissance à grande échelle.

La nature même du plomb supprime évidemment toute possibilité d'inspection visuelle des structures internes de la cuve, y compris de ses parois. Enfin, il faut noter que le plomb lui-même est un élément qui est chimiquement toxique pour l'homme, ce qui oblige à mettre en place des dispositions techniques et des procédures particulières pour prévenir le risque d'intoxication des personnels.

Aucun de ces inconvénients n'apparaît vraiment rédhibitoire et il est sans doute possible de trouver des parades pour en diminuer l'ampleur ou les effets voire de les faire disparaître. Mais il est clair que cela nécessite des programmes de R&D importants pour rechercher et qualifier des solutions acceptables par les Autorités de sûreté et pour valider des concepts qui puissent être déployés à une échelle industrielle et qui soient compétitifs.

Soulignons pour terminer que plusieurs des inconvénients signalés ici s'atténuent beaucoup pour des réacteurs de petite puissance de type SMR. Plusieurs projets basés sur ce concept sont d'ailleurs en cours de développement dans le monde. À ce titre, il faut citer le réacteur Newcleo de 30 MWe, proposé par la startup française du même nom créée en 2021, défendu avec une grande ardeur par son président (et physicien), Stephano Buono, qui a réussi à lever dès le départ la somme de 400 millions d'euros pour financer son projet. Cette société est déjà implantée en Italie (pays natal de Stephano Buono), en Suisse et en Angleterre (son siège est à Lyon). Son objectif est début de construction en 2030 sur un site en France, qui reste à définir.

3.5 – Comparaison entre le sodium et le plomb

Le tableau 7 présente une synthèse des avantages et inconvénients de chacun des deux que fluides caloporteurs qui ont été détaillés dans deux paragraphes précédents.

⁴⁹ Voir le l'empoisonnement au Po 210 de Valtérovitch Litvinenko, ancien agent des services secrets russes, mort à Londres le 23 novembre 2006

Tableau 7 – Comparaison des principales caractéristiques du sodium et du plomb liquide

Le texte de couleur **VERTE** souligne un **avantage** important et
le texte de couleur **ROUGE** un **inconvenient** pénalisant pour la conception ou le fonctionnement

		Fluide caloporteur : métal liquide		Note
		Sodium (Na)	Plomb (Pb)	
Propriétés de transfert de chaleur	Chaleur massique	Élevée	10 fois moindre que le Na	
	Conductivité thermique	Très bonne	4, 5 fois moindre que le Na	
	INDICE GLOBAL de transfert de chaleur (voir note 1)	Excellent	Médiocre	1
Masse volumique	Sollicitation des structures en cas de séisme	faible	Élevée : densité 12 fois celle du sodium	
	Puissance de pompage	faible		
Viscosité dynamique		faible	Élevée : 8,7 fois celle du Na	2
Propriétés neutroniques	Capture des neutrons : bilan neutronique,	300 à 400 pcm	moins de 100 pcm	3
	Capture des neutrons : activation du fluide	Création de Na22 et Na24	Très peu d'activation	4
	Capture des neutrons : effets en réactivité	Significatif	faible	5
	Coefficient de vidange	Positif	Très faible ou négatif	6
	Spectre des neutrons	Effet de ralentissement prononcé	Spectre de neutrons plus dur	7
Changement de phase	Température de liquéfaction	97 °C	327 °C	8
	Température d'ébullition	883 °C	1740 °C	
Réactivité chimique	Corrosion (hydruration , oxydation...)	Absence de corrosion	Très forte	
	Réactions avec l'air ou l'eau	Peut être violente avec l'eau	Pas de réactivité chimique	9
Toxicité		Sans objet	Élevée	10
Stabilité sous irradiation		Bonne	Bonne	
Transparence visuelle		Assez bonne	Opacité totale	11

Notes - Le mot "livre" se réfère à notre livre [4]

1 - Livre page 320 : nombre de Muromsteff Mo et tableau 9.4.1 page 325. Mo combine 4 caractéristiques d'un liquide : sa densité, sa conductivité thermique, sa chaleur massique, sa viscosité dynamique

2 - Viscosité en 10-3 kg/m.s à 40 0°C : 0,31 pour le sodium; 2,7 pour le plomb - Propriété physique qui agit sur les écoulements et sur les mouvements de convection

3 - Livre page 552

4 - Livre page 328

5 - Livre page 552

6 - Phénomène complexe expliqué dans le livre page 552. Ce coefficient peut être rendu presque nul par des mesures spécifiques (projet ASTRID) : voir livre pages 553 et 572

7 - Voir la note de la page 552 du livre - Un spectre de neutrons plus dur favorise le gain de régénération

8 - Température très élevée pour le plomb. La parade est d'utiliser un eutectique plomb-bismuth pour abaisser la température de liquéfaction de 327 °C à 123 °C, proche de celle du sodium (97 °C)

9 - Précautions multiples pour prévenir oxydation Na dans les circuits + gestion de la réaction sodium-eau dans les générateurs de vapeur

10 - Toxicité accentuée si le plomb est mélangé à du bismuth qui produit du polonium très radiotoxique

11 - Pénalisant pour inspection des structures internes. Pour le sodium, l'opacité est compensée par des moyens de visualisation par capteurs ultrasoniques ou par génération de courant de Foucault ou encore par télémétrie : voir document CEA "La technologie des RNR-Na", page 132

CONCLUSION :

Malgré les attraits du RNR-Pb en ce qui concerne les interactions chimiques du plomb avec l'eau et l'air (pas de réaction vive), ce concept comporte de nouvelles difficultés (tenue au séisme, toxicité chimique, problématique de corrosion des circuits, fragilisation des aciers, risque associé à l'augmentation de la viscosité du plomb et à l'évolution de ses propriétés thermiques...) qui ne permettent pas aujourd'hui de conclure à des avantages du concept du RNR-Pb par rapport à celui du RNR-Na sur le plan de la sûreté. Plusieurs verrous technologiques, notamment concernant la maîtrise de la corrosion des aciers par le plomb liquide ou des risques de surchauffe, impliquent des développements importants (matériaux résistants, techniques de protection, contrôle de la chimie, etc.), ce qui fait du RNR-Pb une option non mature. D'autre part, la maîtrise des risques de corrosion et de surchauffe impose un domaine de fonctionnement en température très étroit, qui rend complexe l'exploitation industrielle d'un tel réacteur, et est source d'aléas pouvant affecter le taux de disponibilité du réacteur.

Face à cela, les RNR-Na ont accumulé une multitude de connaissances sans commune mesure avec celle des RNR-Pb dont les seuls enseignements sont ceux qui ont été tirés du fonctionnement des sept sous-marins nucléaires soviétiques. De plus, les nouveaux projets de RNR-Na intègrent des dispositions permettant d'atténuer voire de supprimer certains inconvénients. Dans ces conditions, on imagine mal que les RNR-Na puissent être supplantés un jour par des RNR-Pb, tout au moins pour ce qui est des gros réacteurs électrogènes (1 GWe ou plus). En revanche, les RNR-Pb de petite taille pourraient concurrencer d'autres filières de réacteurs (y compris à neutrons lents) sur le marché des SMR, sous réserve de programmes de qualification des options choisies et de démonstrations de sûreté permettant de satisfaire aux nouvelles exigences dans ce domaine.

3.6 – L’option du gaz

Le choix d’un gaz sous pression à la place de métaux liquide comme fluide caloporteur dans un RNR a été étudié dans le passé et reste une option ouverte aujourd’hui, notamment grâce au fait que ce type de réacteur fait partie de la liste des six filières retenues par le GIF au titre des réacteurs de quatrième génération.

Rappelons qu’il existe une expérience industrielle non négligeable sur son utilisation comme fluide caloporteur dans les réacteurs nucléaires, grâce aux réacteurs modérés au graphite. Bon nombre de technologies ont donc été développées à cette occasion (pompes, échangeurs, purification, étanchéité, etc.) et elles sont aujourd’hui à peu près au point, sous réserve qu’elles puissent être transposées au cas des RNR. L’idée d’utiliser un gaz comme fluide caloporteur dans un RNR avait été écartée dès l’origine pour laisser place aux métaux liquides, compte tenu des fortes puissances volumiques à évacuer. Mais, la mise en œuvre de ces métaux liquides ayant révélé quelques inconvénients et contraintes, cette option a été à nouveau explorée dans les années 1960, notamment sous l’égide de l’OCDE avec le lancement d’un programme en 1969 réunissant 8 pays européens et le Japon, et supporté par quatre électriciens. Cette association appelée GBRA (pour Gas Breeder Reactor Associate) a élaboré plusieurs projets de réacteur de 1000 à 1200 MWe (GBR1 à GBR4) entre 1972 et 1974, avec un combustible à particules enrobées (dérivé du combustible des HTR) ou un combustible à aiguilles. Dans tous les cas, le concept était caractérisé par l’usage d’un **caisson en béton précontraint** multicavité comme enceinte primaire contenant l’hélium travaillant à une pression de 90 bars. Presque parallèlement à ces études, la société General Atomics aux États-Unis, très active sur les réacteurs à haute température **refroidis à l’hélium**, a également développé des RNR à hélium depuis les années 1960 (GCFR : Gas Cooled Fast Reactor). Les Russes ont également travaillé sur ce sujet jusque dans les années récentes.⁵⁰ Rappelons enfin que ces réacteurs, comme les

⁵⁰ Voir : « Development of fast helium reactors in Russia » - Ponomarev Steпноïe – Atomic Energy, 94-4 – Avril 2003).

réacteurs refroidis au plomb, font partie de la liste des six « systèmes » retenus dans le cadre du forum Gen-IV.

L'**atout majeur** de l'hélium réside dans la **possibilité d'atteindre de très hautes températures** de sortie du cœur (850 °C voire plus) qui sont pratiquement inaccessibles aux autres filières de réacteurs (sauf évidemment les HTR) et qui permettent d'envisager des applications autres que la production d'électricité par les réacteurs nucléaires (production d'hydrogène par exemple). En d'autres termes, l'ambition du développement des RNR à gaz est de parvenir à **concilier** dans une même machine **deux objectifs** : délivrer de très hautes températures et atteindre la surgénération. Un autre avantage de l'hélium pour les RNR, moins décisif cependant, est que son pouvoir de ralentissement des neutrons est inexistant. De plus il ne s'active pratiquement pas sous l'action des neutrons. L'hélium est par ailleurs optiquement transparent, contrairement aux métaux liquides, ce qui simplifie l'inspection en service et la réparabilité. Il est évidemment totalement inerte chimiquement, ce qui élimine les nombreuses difficultés rencontrées sur ce plan par l'utilisation du sodium ou du plomb. Notons enfin que l'hélium a très peu d'impact neutronique du fait de sa très faible densité : pas d'activation, pas d'effet de ralentissement des neutrons, pratiquement aucun effet en réactivité en cas de perte du caloporteur.

Face à ces atouts, l'utilisation d'un gaz dans un RNR, RNR-G, présente de sérieux inconvénients. Le premier d'entre eux est qu'il faut évidemment travailler sous pression (au moins 70 bars) compte tenu de la très faible capacité d'extraction de la chaleur d'un gaz sous pression atmosphérique. Mais le plus ennuyeux sur le plan de la sûreté est lié à l'accident de **dépressurisation**, tout au moins dans un concept avec enceinte métallique envisagé aujourd'hui. Plusieurs options de conception et de systèmes plus ou moins passifs sont néanmoins possibles pour apporter des solutions à ce problème et **c'était** d'ailleurs l'un des axes de R&D du CEA sur cette filière (nous parlons ici au passé, car les travaux de R&D du CEA sur les réacteurs nucléaires à neutrons rapides ont pratiquement disparu des écrans aujourd'hui). Une autre faiblesse des gaz caloporteurs en général provient de leur capacité thermique nettement

moins bonne que celles des métaux liquides (et du sodium en particulier) ce qui **limite** entre autres **la puissance volumique** que l'on peut extraire du cœur. Pour fixer les idées, citons le chiffre d'environ 50 W/cm³ pour un RNR-G contre 300 à 500 W/cm³ pour un RNR-Na (voir tableau 5). On peut également noter les problèmes soulevés par une éventuelle entrée d'eau dans le cœur pour les concepts avec générateur de vapeur.

Lors d'un accident conduisant à une perte du refroidissement, l'inertie thermique du réacteur s'en trouve très limitée en comparaison à celle des réacteurs refroidis par métaux liquides. De fait, la **capacité d'évacuation de la puissance résiduelle et la démonstration de sûreté associée restent un point dur dans la démonstration de la faisabilité des RNR-G**, notamment avec les exigences de type post-Fukushima. À cet égard, le CEA a proposé deux systèmes d'évacuation de puissance indépendants et redondants. L'un passif, opérant par convection naturelle, utilisant une enceinte rapprochée pour garantir une pression de repli en cas de brèche sur le circuit primaire, et l'autre actif, utilisant des soufflantes capables de maintenir un débit de gaz suffisant dans le cœur. L'arrangement global du circuit primaire est basé sur l'utilisation de trois boucles principales comprenant chacune une unité échangeur intermédiaire-circulateur au sein d'une même cuve métallique. L'ensemble du circuit primaire est intégré dans une enceinte rapprochée métallique, qui assure une pression de repli en cas de brèche primaire. Cette pression de repli facilite l'évacuation de la puissance résiduelle avec des puissances de soufflage limitées (de l'ordre de quelques centaines de kW, alors que plusieurs MW seraient nécessaires sans cette enceinte) ainsi qu'en convection naturelle.

Pour atténuer certains de ces inconvénients, on peut envisager d'utiliser du **CO₂** à la place de l'hélium. Outre la longue expérience d'utilisation industrielle dont il bénéficie avec les réacteurs nucléaires UNGG, MAGNOX et AGR, ce gaz présente en effet certains avantages non négligeables par rapport à l'hélium parmi lesquels on peut citer une plus forte densité permettant de travailler à pression moindre, typiquement 30 à 40 bars, donc au moins 2 fois plus faible qu'avec l'hélium. Ceci implique en revanche des puissances de pompage plus élevées affectant le

rendement global de l'installation. Ses meilleures capacités calorifiques facilitent entre autres la gestion des accidents de perte de refroidissement. Il faut également noter que les problèmes d'étanchéité avec le CO₂ sont moindres qu'avec l'hélium. Cette option a été étudiée par les Britanniques avec le concept EGCR ("Enhanced Gas Cooled Reactor"). Malheureusement, quels que soient ses mérites, le CO₂ souffre d'un handicap sérieux : il ne permet pas de dépasser beaucoup les 600 °C (à cause des phénomènes de dissociation radiolytique à très haute température), ce qui apparaît rédhibitoire, tout au moins dans la logique de développement affichée aujourd'hui pour les RNR à gaz.

Cela étant, le développement de RNR à gaz passe par la levée d'un **véritable verrou technologique : le combustible**. Son cahier des charges est en effet draconien puisqu'il doit à la fois être dense (car il faut laisser au moins 40 % du volume au gaz), réfractaire (maintien de l'intégrité du combustible pour une température de 1600 °C en situation accidentelle), aisément « refroidissable » (conductivité thermique élevée), très étanche (y compris en situations accidentelles), capable d'atteindre de hauts taux de combustion, « retraitable », etc. Tout cela, bien entendu, en restant dans des limites de coût raisonnables. Le combustible des RNR à gaz a donc été un autre axe de développement du CEA qui a étudié notamment deux grandes options : un combustible de type aiguilles « classique », mais en carbure avec gaine céramique fibreuse, munie éventuellement d'un liner interne étanche en métal réfractaire et un combustible à plaques entre lesquelles sont fixés transversalement des bâtonnets combustibles gainés en carbure de silicium. Le lecteur intéressé par une présentation plus détaillée des RNG-G pourra consulter la fiche du CEA⁵¹ ou encore la présentation très pédagogique⁵².

⁵¹ Les RNR Gaz : [https://www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/clefs-
cea/archives/fr/p038_44_Garnier.pdf](https://www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/clefs-cea/archives/fr/p038_44_Garnier.pdf)

⁵² [https://www.edp-
open.org/images/stories/books/fullDl/FluidesCaloporteurs/5_3_conception_surete_rnr_gaz_jc_garnier.pdf](https://www.edp-open.org/images/stories/books/fullDl/FluidesCaloporteurs/5_3_conception_surete_rnr_gaz_jc_garnier.pdf)

CONCLUSION

Le RNR-G se caractérise par un combustible dont la mise au point est encore longue, car certains verrous technologiques majeurs ne sont pas encore levés. La transparence optique de l'hélium et son absence de réactivité chimique sont sans doute les atouts les plus importants de cette filière, mais ils n'apparaissent pas suffisamment déterminants pour concurrencer valablement les RNR à caloporteur sodium. De plus, la démonstration de sûreté reste incomplète (cuve sous pression de gaz, évacuation de la puissance résiduelle en situation accidentelle ...). L'éventuelle mise au point d'une telle filière serait donc une affaire coûteuse et de longue haleine, qui se chiffre en plusieurs dizaines d'années. De tels délais sont incompatibles avec le besoin d'initier au plus vite le déploiement des RNR (voir conclusion générale).

3.7 – Un challenger atypique : le réacteur à sels fondus

Ce réacteur possède la particularité d'utiliser un mélange de **sels fondus dans lequel les matières nucléaires sont dissoutes**. Ce liquide joue donc à la fois le rôle de combustible et de fluide caloporteur. En ce sens, c'est un type de réacteur qui se démarque totalement des réacteurs « classiques » à combustible solide refroidis par un fluide caloporteur séparé.

La circulation du combustible liquide permet d'envisager son traitement par prélèvement en ligne (continu ou discontinu) pour en extraire les produits de fission absorbeurs de neutrons et ajuster en permanence sa teneur en noyaux fissiles, ce qui permet d'économiser des neutrons qui peuvent ainsi être utilisés pour fabriquer de la matière fissile via leur capture dans un noyau fertile.

Historiquement, c'est lors de cette fameuse réunion du 26 avril 1944 déjà évoquée que le brillantissime physicien Eugène Wigner (prix Nobel en 1963) proposa d'utiliser comme combustible d'un réacteur nucléaire un mélange liquide d'eau lourde et de poudre d'oxyde d'**U 233** en suspension formant une « boue » (ou bouillie : « slurry ») mise en circulation par des pompes. Il s'agissait alors de concevoir un **réacteur à NEUTRONS LENTS SURGÉNÉRATEUR** en exploitant les caractéristiques

favorables d'un cycle au **thorium et l'isotope qu'il crée, U 233**, tout en évitant d'avoir recours à un processus de retraitement multiple de combustibles **solides** usés pour récupérer l'U 233 et le recycler en réacteur⁵³. En effet, outre le coût de telles opérations et le délai nécessaire à leur mise en œuvre, les pertes en matières fissiles à chacune des étapes, même minimales, risquaient de compromettre l'objectif même de la surgénération. Or, Glenn Seaborg, le maître incontesté de la chimie des actinides (qui découvrit le plutonium en mars 1941, prix Nobel de chimie en 1951), affirmait à l'époque qu'il n'existait aucun procédé chimique connu capable de garantir à grande échelle un taux de récupération de matière fissile dans les combustibles usés avec une efficacité proche de 100 % (> 99,9 %), jugée nécessaire pour espérer parvenir à cette surgénération⁵⁴. D'où l'idée d'un combustible **liquide** qui offrait la possibilité d'être mis en mouvement dans un circuit et d'être traité chimiquement en ligne pour en extraire l'U 233 et le recycler directement, sans perte. C'est l'explication donnée par **Alvin Weinberg** dans son livre⁵⁵, page 116. Celui-ci publia d'ailleurs avec Wigner, dès l'année suivante, le 17 mai 1945 exactement, un premier rapport⁵⁶, sur la conception d'un tel réacteur.

C'est au mois de mai de cette même **année 1945** que Weinberg s'installa à Oak-Ridge pour y poursuivre avec beaucoup d'ardeur ses travaux sur ce qui était devenu pour lui presque une obsession : les **réacteurs à combustible liquide**. Initialement, il avait imaginé des réacteurs soit sous forme de réacteurs homogènes (le composé contenant l'élément combustible est soluble ou en suspension dans l'eau), soit sous forme de réacteurs inhomogènes à **sels fondus** circulant dans une matrice de béryllium ou de graphite pour modérer le spectre neutronique (le

⁵³ Précisons à cet égard que l'U 233 possède un facteur de reproduction des neutrons nettement supérieur à 2 ($\eta = 2,3$) pour les neutrons lents, ce qui explique pourquoi il est théoriquement possible de parvenir à la surgénération de matière fissile avec des neutrons lents moyennant l'utilisation d'eau lourde comme modérateur qui réduit au maximum les pertes de neutrons par capture dans le modérateur.

⁵⁴ Cette difficulté a totalement disparu avec la découverte aux États-Unis, à la fin des années 1940 d'un solvant organique extrêmement sélectif, le tributylphosphate, TBP, qui est à la base du procédé PUREX mis en œuvre à l'usine de retraitement de La Hague.

⁵⁵ "The first nuclear era - The life and times of a technological fixer" - Alvin M. Weinberg - 1994

⁵⁶ "Preliminary calculations on a breeder with circulating fuel" - A. Weinberg, E Wigner, G Young - Memorandum NUC-EPW-134 - 17 mai 1945

composé contenant l'élément combustible est solubilisé dans les sels fondus). **Le concept de réacteur à sels fondus, RSF, était ainsi né.**

***Note** - Comment ne pas saisir cette occasion pour rendre un bref hommage aux deux éminents savants que furent Eugène Wigner et son proche collègue Alvin Weinberg, tous deux participants à la réunion du 26 avril 1944, qui ont apporté une si grande contribution à la conception des réacteurs nucléaires. Pour illustrer l'inventivité de Wigner, on peut citer cet épisode de décembre 1942 au cours duquel il fut chargé de concevoir dans l'urgence un dessin complet de réacteur à graphite refroidi à l'eau ordinaire destiné à la production de plutonium pour la bombe atomique, dans le cadre du projet Manhattan. Pour accomplir ce travail délicat, il ne possédait à l'époque que des données de base encore bien incertaines et des « machines à calcul » mécaniques assez rudimentaires. Devant l'ingéniosité dont il fit preuve à cette occasion, son subordonné de l'époque, Alvin Weinberg, pourtant très brillant lui aussi, n'a pas hésité à écrire beaucoup plus tard : « quand je repense à ce concept de Wigner, je ne peux trouver qu'une analogie : Mozart ». Notons pour l'anecdote que c'est Wigner qui apporta à Fermi la fameuse bouteille de Chianti le mercredi 2 décembre 1942 pour fêter la réalisation de la première réaction en chaîne autoentretenu dans la « pile atomique », CP1. Quant à Weinberg lui-même, citons simplement ici une note datée du 18 septembre 1944 dans laquelle il proposa un concept de réacteur à eau légère sous pression et uranium légèrement enrichi, ce que l'on peut légitimement considérer comme l'acte de naissance de nos réacteurs REP d'aujourd'hui. Ces deux scientifiques hors pair ont co-écrit un livre publié en 1958, que l'on peut qualifier de « monumental », tant par son volume (800 pages exactement) que par son contenu scientifique exceptionnel. Il est intitulé « The physical theory of neutron chain reactors ». Nous en avons un exemplaire, que nous gardons précieusement dans notre bibliothèque.*

Le tout premier réacteur expérimental à sels fondus (RSF) fut le prototype l'« Aircraft Reactor Experiment (ARE) » conçu pour tester la faisabilité de réacteurs à combustible fluide, à haute température et à haute densité de puissance pour la propulsion d'avions . L'idée était alors

de produire de la chaleur qui chaufferait de l'air comprimé permettant de propulser un avion pendant très longtemps sans avoir à le ravitailler en combustible.

Note - À l'origine, l'ARE a été conçu comme un réacteur à combustible solide et neutrons lents, avec un modérateur de béryllium (BeO) et refroidi au sodium liquide. Cependant, des problèmes liés aux instabilités de la réaction en chaîne créées par « l'effet xénon » (produit de fission très capturant évoluant à l'échelle de quelques heures) sont vite apparus et ce concept a été abandonné au profit de celui d'un réacteur à combustible fluide en circulation. Mais une des difficultés majeures soulevées par la propulsion nucléaire d'un avion en général était la nécessité de prévoir un blindage lourd pour protéger les équipages.

L'ARE a fonctionné du 8 au 12 novembre 1954, soit pendant 9 jours seulement, au Laboratoire national américain d'Oak Ridge (ORNL), à une puissance maximale de 2,5 MW. Nous citons simplement ici pour mémoire cette curiosité historique, car l'installation a permis seulement de démontrer qu'un réacteur à combustible liquide était réalisable sans pour autant fournir d'informations notables sur le fonctionnement de ce type de réacteur.

L'équipe de l'ORNL conduite par Weinberg a ensuite conçu et réalisé un réacteur prototype de 8 MWth, modéré au graphite, le MSRE (Molten Salt Reactor Experiment)⁵⁷ pour démontrer la faisabilité d'un RSF producteur d'énergie. Cette expérience (1965-1969) a permis d'accumuler un grand nombre de données physico-chimiques sur les sels fondus et a montré que les problèmes de circulation des sels fondus, et de corrosion des structures étaient maîtrisables à cette échelle. Ce réacteur a ainsi apporté la preuve expérimentale qu'il est possible de fonctionner sans pression à haute température (600 °C typiquement) et il a permis de valider les méthodes de contrôle de la corrosion et la possibilité de nettoyer le sel de ses particules solides et de ses gaz dissous.

⁵⁷ An evaluation of the molten salt breeder reactor – WASH 1222 – Septembre 1972.

Note - Le **MSRE** divergea en juin 1965 et fonctionna avec succès jusqu'en décembre 1969, date à laquelle il fut arrêté à cause de restrictions budgétaires drastiques sur ce programme de RSF. Il ne redémarrera jamais et les maigres subventions allouées par la suite à ce programme seront consacrées aux recherches sur la chimie du sel. Ce réacteur deviendra néanmoins un emblème pour l'ORNL et ce sera aussi le **symbole de l'éclosion des RSF** dans le monde. Les principales caractéristiques du MSRE sont données dans le document⁵⁸. Précisons simplement ici que le modérateur était du graphite et que le sel de combustible employé était essentiellement composé d'un fluorure de lithium (65 % LiF) et de béryllium (29,1 % BeF₂) mélangé avec du fluorure de zirconium (5 % ZrF₄) et du fluorure d'uranium (0,9 % d'UF₄). En fait cette composition a évolué légèrement au cours du temps et on notera en particulier l'introduction d'U 233 comme matière fissile vers la fin de la période de fonctionnement et même de petites quantités de plutonium, afin de démontrer la flexibilité des RSF vis-à-vis des différentes matières nucléaires utilisables dans ce type de réacteur. D'une façon plus générale, l'article⁵⁹ fournit une bonne présentation sur les RSF.

Après l'arrêt du MSRE en 1969, l'extinction des programmes sur les RSF aux États-Unis n'a été que progressive et des études se sont poursuivies avec notamment un projet de réacteur thermique à sels fondus surgénérateur de 1 000 MWe baptisé MSBR (pour *Molten Salt Breeder Reactor*) qui a atteint un stade assez avancé en 1976, date à laquelle ces études ont été effectivement arrêtées, pour des raisons de priorité budgétaires.

Parallèlement, l'intérêt porté par certains pays en dehors des États-Unis sur cette filière n'a pas complètement disparu, compte tenu de sa réelle attractivité. C'est notamment le cas de la France qui a entamé des

⁵⁸ An account for Oak Ridge National Laboratory's thirteen nuclear reactors - Murray W. Rosenthal - ORNL/TM-2009/181

⁵⁹ Molten-salt reactors: history, status and potential - N.W. Rosenthal, P.R. Kasten and R.B. Briggs - Nuclear Technology, 82, 111 – 122 - 1970

études sur les RSF dès cette époque, d'abord au CEA (à partir de 1971) puis à partir de 1973, en association avec EDF qui a lancé quelques développements sur le sujet (travaux auxquels l'auteur de ce livre a participé). Ce programme a duré dix ans et a permis à la France de s'approprier un assez grand nombre de connaissances sur le sujet. Toutes ces recherches et ces développements ont été synthétisés dans un rapport publié en mars 1983⁶⁰. Depuis lors, quelques pays ont maintenu une activité sur les RSF (Japon et Russie par exemple), en étudiant notamment de nombreuses variantes de concepts qui se différencient sur le plan de l'architecture générale (concepts intégrés ou à boucles), des modes d'échange de chaleur (fluide secondaire au plomb par exemple), des dispositions de sûreté diverses, du choix du sel (nombreuses variantes de fluorures ou chlorures), du type de cœur (notamment avec ou sans modérateur, avec zones fertiles séparées), du mode de traitement du sel (en ligne ou par lot), etc.

En France EDF a continué les études des RSF avec un concept nommé AMSTER présenté dans la thèse [9]. Le CNRS, en collaboration avec EDF a lui repris l'étude du MSBR et a montré qu'il souffrait de faiblesses rédhibitoires telles que la corrélation trop forte du retraitement chimique avec le fonctionnement neutronique du cœur (10% du combustible devait être retraité chaque jour), la production trop importante de graphite irradié difficile à gérer et surtout un coefficient de contre-réaction thermique globale nul, voire légèrement positif, rendant le réacteur intrinsèquement instable⁶¹.

C'est pourquoi les travaux du CNRS sur les RSF ont été réorientés en 2002 vers un concept de **réacteurs à neutrons rapides** dit MSFR (Molten Salt Fast Reactor)⁶². L'utilisation d'un spectre neutronique rapide permet entre autres d'accéder à l'incinération des actinides et de fortement réduire l'empoisonnement neutronique du cœur par les produits de fission,

⁶⁰ Réacteurs à sels fondus - Synthèse des études réalisées entre 1973 et 1983 - M. Hery (EDF) - A. Lecocq (CEA) - EDF - HT/12/74/83 et CEA/DGR/SEP - 83/365 - 1983

⁶¹ A. Nuttin D. Heuer, A.Billebaud, R. Brissot, C. Garzenne, C. Le Brun, D. Lecarpentier, E. Liatard, J.M. Loiseaux, O. Méplan, E. Merle-Lucotte, J. Wilson, "Potential of Thorium Molten Salt Reactors", Prog. in Nucl. En., vol 46, p. 77-99 (2005).

⁶² L. Mathieu, D. Heuer, R. Brissot, C. Le Brun, E. Liatard, J.M. Loiseaux, O. Méplan, E. Merle-Lucotte, A. Nuttin, J. Wilson, C. Garzenne, D. Lecarpentier, E. Walle, "The Thorium Molten Salt Reactor: Moving on from the MSBR", Prog. in Nucl. En., vol 48, pp. 664-679 (2006).

ce qui rend le retraitement du combustible moins impératif (retraitement de moins de 0,1% du volume total du combustible chaque jour). Ce concept résulte d'études paramétriques approfondies, qui ont permis d'explorer différentes configurations du cœur, diverses compositions du sel et des performances variées du retraitement du combustible, afin d'optimiser le concept dans le cadre du déploiement à l'échelle mondiale d'un parc de réacteurs de 4^e génération au thorium. On notera que dans ce concept, le choix d'un **sel à base de fluorure a été privilégié** pour éviter notamment d'avoir à gérer le problème de Cl 36, isotope radioactif à vie longue créé par la capture de neutrons sur le Cl 35, en cas d'utilisation d'un chlorure. L'emploi de chlorures soulève par ailleurs d'autres difficultés liées en particulier à leurs propriétés de transfert de chaleur qui sont assez médiocres comparées à celles des fluorures⁶³. En revanche, les fluorures ont l'inconvénient de présenter une faible solubilité du plutonium⁶⁴. L'ensemble de ces travaux internationaux sur les RSF est bien résumé dans l'article⁶⁵.

Les recherches réalisées dans différents pays ont repris un nouveau souffle au début des années 2000 avec la sélection des RSF comme l'un des six « systèmes » retenus pour les programmes internationaux de R&D sur les réacteurs de quatrième génération, sélection que nous avons d'ailleurs largement appuyée en tant que représentant de la France au GIF. Ce regain d'intérêt pour les RSF s'explique par les réels atouts de cette filière sur de nombreux aspects, parmi lesquels on peut citer :

- **La sûreté : pas de pression** dans le circuit contenant le sel combustible, **coefficients de réactivité très négatifs**, y compris ceux qui sont liés aux effets de vide, faible réserve de réactivité puisqu'un contrôle peut être réalisé par une variation continue des concentrations en matières fissiles, grande tolérance aux accidents graves puisqu'une **vidange rapide du cœur est possible en cas d'urgence et elle peut se faire de façon passive par gravité** dans des cuves intrinsèquement sous-critiques, large marge à

⁶³ Thèse de Hugo Pitois "Conception et optimisation d'un réacteur de type MSFR en sels chlorures et en cycle uranium" - Projet SAMOSAfer Euratom H2020, Université Grenoble Alpes, France (2023)

⁶⁴ D. Heuer, E. Merle-Lucotte, M. Allibert, M. Brovchenko, V. Ghetta, P. Rubiolo, "Towards the Thorium Fuel Cycle with Molten Salt Fast Reactors", *Annals of Nuclear Energy* 64, 421–429 (2014).

⁶⁵ The molten salt reactor (MSR) in generation IV: overview and perspectives - H Boussier et col. - Proceeding of GIF symposium – OECD - 2012

l'ébullition. Rappelons par ailleurs la propriété d'avoir de très forts coefficients de contre-réaction thermique et de vide négatifs.

- **Le fonctionnement** : pas d'arrêt du réacteur pour renouveler le combustible et souplesse vis-à-vis des variations de puissance du fait d'un grand coefficient de dilatation du sel, de la forte réduction des effets xénon et samarium (pour des neutrons thermiques, lorsqu'il est possible d'en éliminer une partie en dehors du cœur), de l'absence de toute contrainte liée aux gaines.

- **L'utilisation des matières et cycle du combustible : surgénération** possible même dans des **réacteurs thermiques** et avec **des inventaires fissiles moindres** que dans les RNR à combustible solide, grâce notamment à l'excellente économie de neutrons et au **traitement en ligne** possible du sel, adaptation facile pour l'utilisation à toutes sortes de matières nucléaires fissiles et fertiles, notamment pour un cycle au **thorium-U 233** qui est particulièrement approprié pour les RSF, combustion totale de la matière fissile (la notion de taux de combustion avec ses limites n'a d'ailleurs plus de sens pour les RSF), élimination de tous les problèmes liés aux transports et au traitement des combustibles usés, multirecyclage des actinides mineurs facilité, etc.

- **Les performances** : rendement thermodynamique élevé (> 40 %) grâce aux **hautes températures** qu'il est possible d'atteindre **sans pressurisation** et sans risque significatif lié aux changements de phase. Par ailleurs, les bonnes capacités thermiques du sel (conductivité, échanges, capacité calorifique) ainsi que sa faible viscosité sont des éléments favorables aux performances globales des systèmes de production d'énergie. À noter sur ce point que le sel liquide facilite les transferts convectifs de chaleur.

Ces multiples avantages des RSF peuvent laisser penser qu'ils constituent un système très séduisant pour produire de l'énergie nucléaire de façon efficace avec un haut niveau de sûreté. Toutefois, force est de constater que le retour d'expérience est bien mince et que les défis technologiques à surmonter sont encore nombreux, même si aucun d'entre eux n'apparaît rédhibitoire. Il faudrait pour cela déployer un programme de R&D d'envergure, **tout au moins pour de gros réacteurs**. Ce programme

concerne notamment des **études approfondies sur le sel** (chimie notamment pour ce qui concerne la solubilité de certains éléments, thermodynamique, compatibilité avec différents matériaux, maîtrise des impuretés et de leurs effets corrosifs), des modélisations spécifiques en neutronique (car le combustible se déplace et sort du cœur actif)⁶⁶ et en thermohydraulique, des recherches sur **les matériaux à haute température** (verrou technologique), des approches de sûreté adaptées (par exemple examen des risques de bouchons solides ou de criticité locale, dépôts éventuels de sels solidifiés), des études sur les **procédés de traitement et de recyclage du sel et des matières** (en continu ou par lots) des développements de composants spécifiques comme les échangeurs et les pompes, et enfin des études sur les questions de maintenabilité et d'inspectabilité de circuits et composants très radioactifs. **L'approche de sûreté est également à redéfinir dans son intégralité** dans la mesure où il n'y a plus de gaine qui confine le combustible, la première barrière étant reportée aux limites du circuit primaire. Il faut néanmoins noter que des progrès importants ont été réalisés dans ce domaine, notamment grâce aux travaux réalisés dans le cadre des programmes européens SAMOFAR et SAMOSAFER. Dans le cas où le traitement en ligne du sel est envisagé, un des points singuliers à examiner concerne le couplage entre le réacteur nucléaire et l'usine de traitement chimique du sels fondus. Les questions d'opérabilité (notamment l'inspection et la réparation en présence de sels fortement radioactifs) sont également nombreuses. Soulignons ici que le fonctionnement et la sûreté d'un RSF sont très dépendants de processus chimiques complexes à maîtriser et encore mal connus, engendrant des risques de fuites, tout comme le couplage de cette chimie avec la neutronique du cœur ou avec les mécanismes de dégradation des matériaux sous irradiation. Enfin des études et essais sont nécessaires pour les phases de fonctionnement (arrêt, démarrage, transitoires) et la maintenance (radioprotection).

⁶⁶ Des avancées notables ont été néanmoins réalisées sur ce point : voir par exemple la thèse d'Axel LAUREAU, "Développement de modèles neutroniques pour le couplage thermohydraulique du MSFR et le calcul de paramètres cinétiques effectifs" - Université Grenoble Alpes, France (2015).

Le choix du liquide combustible est évidemment très structurant pour la conception d'un RSF. Il est guidé par des considérations de fonctionnement, mais aussi de respect des critères de la 4e génération. De manière non exhaustive, on peut citer :

- Grande stabilité physicochimique à haute température ($T > 1300\text{ °C}$ au minium) ;
- Bonnes capacités de transfert et de transport de chaleur (conductivité, capacité calorifique) ;
- Faible activation sous irradiation, notamment pour éviter la formation de radionucléides gênants pour l'exploitation, mais aussi pour réduire la nocivité potentielle des déchets de sels ;
- Grande transparence neutronique qui minimise les captures stériles qui dégradent le bilan neutronique global ;
- Une température de fusion pas trop élevée ;
- Une température d'ébullition élevée ;
- Pression de vapeur aussi basse que possible ;
- Bonnes propriétés thermohydraulique,
- Bonnes capacités de solubilisation des matières fissiles et fertiles (uranium, plutonium, thorium) ;
- Propriétés qui facilitent le retraitement du sel.

Les études passées ont révélé qu'il existe **deux grandes familles** de sels répondant au mieux à ces exigences : **les chlorures** et **les fluorures**.

Ce sont généralement les fluorures qui sont proposés dans les différents projets (comme sur le MSRE), mais certains concepts récents de SMR à neutrons rapides (rebaptisé AMR), optent pour les chlorures. C'est le cas du projet **XAMR®** proposé par la société Naarea (startup française créée en mars 2020) qui utilise le **NaCl-PuCl₃-UCl₃**. Ces chlorures présentent certains avantages qui expliquent ce choix :

- Une température de fusion pour certains eutectiques (vers 400/500 °C) plus faible que celle des fluorures (entre 600 °C et 700 °C),
- Une meilleure solubilité du Pu et des produits de fission selon le sel retenu (par exemple le binaire NaCl-UCl₃)
- Un spectre de neutrons plus dur qu'avec les fluorures du simple fait que l'effet de ralentissement des neutrons est moins prononcé avec

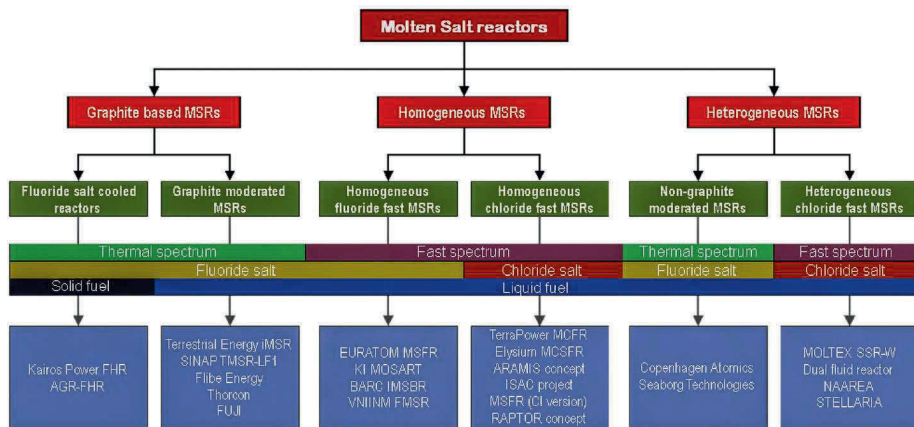
le chlore de masse atomique $A=17$ au lieu de $A=9$ pour le fluor. Mais un autre phénomène contribue également au durcissement du spectre des neutrons avec les chlorures par rapport aux fluorures. En effet le fluor ralentit plus les neutrons du fait de ses résonances de diffusion inélastiques à haute énergie. Cet avantage des chlorures permet d'accroître le gain de régénération, car le facteur de reproduction des neutrons du plutonium augmente avec l'énergie des neutrons incidents.

Ajoutons à cela le fait que les fluorures sont presque toujours associés à du lithium (LiF) dont l'isotope Li 6 est générateur de tritium. Le Li 6 est par ailleurs un poison neutronique. En pratique, l'enrichissement en Li 7 est nécessaire (typiquement 99,995%) pour parvenir à la criticité et limiter la production de tritium (EDF utilise déjà de manière industrielle du lithium enrichi en Li 7 pour gérer le pH de l'eau). Néanmoins, les chlorures présentent des inconvénients tels que :

- Une production importante de chlore 36. Cet isotope est particulièrement gênant. Il a une période de 300 000 ans et il est très difficile à gérer et à stocker (une parade possible est de réduire la proportion de Cl 35 dans le chlore naturel (76 %) par un procédé de séparation isotopique) ;
- Pour le retraitement, les composés UCl_n et PuCl_n sont beaucoup moins volatils (donc moins récupérables par ce procédé) que les composés fluorés ;
- Un caractère hygroscopique (absorption d'eau) nettement plus prononcé que pour les fluorures et une corrosion agressive par piqûres.

La figure 9, tirée du rapport annuel du GIF de 2022, présente les principales options possibles pour le choix des sels, selon les divers concepts envisageables.

Figure 9 - Principaux concepts de RSF et choix des sels



Signalons pour terminer que le lecteur qui souhaiterait plus de détails sur les RSF trouvera une bonne synthèse de l'état des connaissances sur ces réacteurs dans le document⁶⁷ qui rapporte les travaux menés au cours d'un séminaire de deux jours qui s'est tenu en 2018, réunissant une vingtaine de spécialistes provenant essentiellement du CEA et du CNRS.

CONCLUSION

Les réacteurs à sels fondus ne constituent pas aujourd’hui un réel concurrent aux réacteurs à combustible solide, tout au moins sur le marché des gros réacteurs à neutrons rapides électrogènes, compte tenu du long chemin qui reste à parcourir pour leur mise au point à une échelle industrielle. En revanche, leurs atouts sont tels qu’ils méritent que l’on y consacre des travaux de R&D d’une ampleur suffisante pour conforter les résultats acquis jusqu’à présent. Par ailleurs leur attractivité incontestable fait qu’ils méritent de figurer en bonne place parmi les candidats sur le marché émergent des réacteurs de petite taille (SMR ou AMR).

⁶⁷ https://irfu.cea.fr/Meetings/seminaires-MSR/MSR-RapportJournéesMassy_Mars2018.pdf

3.8 - Le combustible des RNR

Dans ce qui suit, on s'intéresse ici aux réacteurs « classiques » à combustible solide. Le cas spécifique des combustibles liquides est traité dans le paragraphe précédent consacré aux réacteurs à sels fondus.

On peut imaginer a priori que les RNR pourraient être alimentés uniquement par du plutonium « pur » sous forme métallique. En pratique ceci n'est pas possible pour au moins deux raisons qui se suffisent indépendamment à elles seules :

1. Neutroniquement, il est impératif de mélanger le plutonium à un autre noyau lourd qui présente ce que l'on appelle des « résonances de capture » de neutrons, afin d'obtenir un coefficient de température négatif, c'est-à-dire pour assurer une diminution automatique de la réactivité du cœur si la température au sein du combustible augmente. C'est un phénomène tout à fait fondamental qui contribue à la sûreté intrinsèque des réacteurs nucléaires (voir note).
2. Le principe même de la surgénération de plutonium repose sur la fabrication in situ de plutonium par les captures de neutrons sur le noyau fertile, qui est l'U 238. Il est donc nécessaire que le plutonium soit mélangé à de l'U 238.

Note - Le phénomène de résonances nucléaires est physiquement très complexe, car il fait notamment appel à la notion de fonction d'onde dérivée des principes de mécanique quantique. Le physicien Wigner (cité plus haut) avec son collègue d'origine russe, Grégory Breit a élaboré une théorie permettant de quantifier le phénomène à l'aide d'une formule dite « de Breit et Wigner » restée célèbre, car elle est universellement utilisée pour modéliser ce phénomène dans les calculs de neutronique des réacteurs nucléaires. Les grands amateurs pourront au besoin consulter le paragraphe 3.4.3 de notre livre [4] pour avoir un aperçu de ce phénomène d'importance majeure en physique des réacteurs nucléaires et les épris du thorium

232 pourront lire la thèse de doctorat⁶⁸ de l'auteur de ce document dans laquelle il analyse le phénomène pour ce noyau atomique fertile.

Le choix de la nature physicochimique de la matrice du combustible dans un RNR n'est pas totalement découplé de celui du fluide caloporteur à cause des interactions possibles entre ces deux éléments en cas de fuite de la gaine qui enveloppe le combustible (gaine normalement étanche). Mais en pratique, il est possible de choisir un combustible presque indépendamment du fluide caloporteur en prenant des mesures appropriées pour contrer les conséquences de tels incidents (qui sont par ailleurs difficilement évitables compte tenu des multiples contraintes thermomécaniques et chimiques auxquelles sont soumises les gaines dans le cœur d'un réacteur nucléaire).

Les principaux critères de choix du type de combustible sont les suivants :

- Température de fusion aussi élevée que possible afin d'augmenter la marge disponible par rapport à la température en fonctionnement normal ;
- Conductivité thermique aussi élevée que possible pour minimiser le gradient de température au travers de la matrice de combustible. L'écart de température entre le centre du combustible et le bord extérieur doit être en effet aussi faible que possible afin d'augmenter la marge disponible vis-à-vis de la fusion au centre du combustible. De plus un gradient de température élevé conduit à des contraintes mécaniques pouvant provoquer des fissures, notamment du fait que la zone centrale combustible se dilate plus que sa périphérie ;
- Densité aussi proche que possible de la densité maximale qui est celle du bimétal U-Pu afin de minimiser l'inventaire fissile dans le cœur ;

⁶⁸ Physique des réacteurs à haute température : évaluation des sections efficaces résonnantes de thorium 232
– Dominique Grenèche – Thèse soutenue le 8 novembre 1973

- Stabilité sous irradiation, incluant les déformations ou des fissurations, ainsi que les phénomènes de gonflement de la matrice ;
- Atteinte de taux de combustion⁶⁹ aussi élevés que possible
- Compatibilité chimique avec le fluide caloporteur pour limiter les effets d'une réaction chimique en cas de contact accidentel entre les deux ;
- Facilité de fabrication, tenant compte du cahier des charges toujours assez sévère imposé sur les caractéristiques de la matrice de combustible (degré d'homogénéité du mélange U-Pu par exemple) et des exigences de qualité du produit fini ;
- Facilité de retraitement qui est fonction du procédé utilisé pour ce retraitement, notamment au stade de la dissolution de la matrice de combustible.

Il est utile d'apporter ici quelques précisions sur les liens possibles entre certains paramètres.

Sur le plan de la thermique ce qui compte, ce ne sont pas tant les valeurs absolues de conductivité thermique et de température de fusion prises indépendamment l'une de l'autre, mais plutôt l'écart auquel elles conduisent entre la température maximale au centre du combustible en fonctionnement normal (qui dépend directement de la conductivité thermique) et la température de fusion. Ainsi, un oxyde d'uranium a une très mauvaise conductivité thermique, mais un point de fusion très élevé ce qui finalement n'est pas forcément moins bon que le métal pour lequel c'est l'inverse ! Un autre point à noter est que la matrice de combustible doit **se dilater globalement le moins possible**, mais c'est là un critère relativement secondaire par rapport aux deux autres (cette dilatation globale est à distinguer de la dilatation différentielle due au gradient de température). Notons également que la conductivité thermique est susceptible de varier au cours de l'irradiation du combustible (en général elle se dégrade) et qu'il faut donc en tenir compte dans les évaluations.

⁶⁹ Le taux de combustion est l'énergie totale produite au cours du séjour du combustible dans le cœur (durée entre chargement du combustible neuf et déchargement de combustible usé) par unité de masse de noyaux lourds contenus dans le combustible.

Pour ce qui concerne l'adéquation aux processus amont et aval du cycle du combustible, il n'existe pas réellement d'impossibilité technique pour fabriquer des combustibles, mais le développement de procédés industriels et leur mise en œuvre peut être plus ou moins difficile et coûteuse. Il en est de même pour le retraitement du combustible usé, sachant néanmoins qu'un changement de nature du combustible implique des modifications profondes des procédés mis en œuvre en amont et en aval du cycle.

Les différentes formes physico-chimiques et matrices susceptibles de satisfaire au mieux à ces exigences pour les combustibles RNR sont essentiellement :

- Les oxydes ou mélanges d'oxydes (oxydes mixtes) qui ont donné leur nom de « MOX » (pour Mixed OXxyde) à ce type de combustible devenu une référence ;
- Les métaux ou alliages métalliques, soit sous forme d'**alliages** binaires (uranium aluminium, UAl, par exemple) ou même ternaires (uranium-plutonium-zirconium, U-Pu-Zr, ou uranium-plutonium-molybdène, U-Pu-Mo, par exemple) ;
- Les carbures ou parfois « oxy-carbures » tels que UCO ;
- Les nitrures simples ou mixtes (tels que ZrN – UN).

Il faut y ajouter toute une gamme de matrices composites plus innovantes constituées de mélanges de ces différentes formes, comme les mélanges Métal-Céramiques, désignés par « **Cermet** » dans lesquels les céramiques (sous forme de fines particules) sont intégrées au sein d'un milieu métallique qui peut être un alliage. Ils entrent dans la catégorie des combustibles dits « sur matrice inerte » où l'on cherche à supprimer le support en matière fertile (U 238) en vue de transmuter des actinides mineurs. Citons également à ce titre les combustibles « **Cercer** » pour lesquels le support de l'oxyde de métal lourd est un oxyde de type magnésie (MgO) ou zircone (oxyde de zirconium stabilisé à l'yttrium) ou encore un « spinelle » telle que $MgAl_2O_4$ (appelé encore « Rock like Oxide », ROX).

Note d'humeur – On ne peut pas éviter de signaler au passage qu'une telle option de matrice inerte a été envisagée dans le passé en France, afin de consommer du plutonium en évitant si possible d'en produire. Cette idée d'utiliser un RNR pour « incinérer » du plutonium constitue véritablement une **curiosité intellectuelle**, s'agissant d'un réacteur dont la nature même est d'en produire un maximum ! Et cela d'autant plus qu'un réacteur REP entièrement « moxé » (ce qui est parfaitement faisable), pourrait très bien accomplir cette besogne. Imagine-t-on de concevoir des véhicules de transport sophistiqué permettant de parcourir de très grandes distances sans aucun besoin de ravitaillement en carburant être soudain transformés en machines destinées à en consommer au maximum ? Seuls des politiciens doués d'une intelligence hors du commun pouvaient inventer un concept aussi extravagant. Le père Ubu n'aurait pas fait mieux.

On se limitera à comparer brièvement les quatre grandes catégories à l'aide du tableau 8 qui résume leurs principales propriétés au regard de ces critères.

Tableau 8 - Principales formes physicochimiques et propriétés des combustibles nucléaires en uranium et combustibles mixtes uranium-plutonium.

		Conductiv. Therm. en $W.m^{-1}.K^{-1}$	Point de fusion ($^{\circ}C$)	Densité en noyaux lourds	Compatibilité chimique avec		Stabilité sous irradiation	Principal inconvénient
					Eau	Sodium		
Métal	U métal	20	1130	20	NON	Assez bonne	Mauvaise	Gonflement
	U-Pu-Zr	17,5	1070	14,1				
Oxyde	UO ₂	2,9	2800	10	Bonne	Médiocre	Bonne	Mauvaise rétention des pf
	(U,Pu)O ₂	2,1	2730	9,7				
Carbure	UC ₂	20	2500	13	Mauvaise	Bonne	Bonne	Fabrication et retraitement
	(U,Pu)C	12,8	2305	12,9				
Nitrure	UN	20	2800	14	Moyenne	Très bonne	Bonne	Génération de C14
	(U,Pu)N	13,5	2720	13,5				

Note: Pour (U,Pu)O₂ les données sont relatives au combustible ayant 20% de plutonium. Pour U-Pu-Zr, il s'agit de données à 500°C.

Pour compléter ce tableau de synthèse, il est utile d'apporter ici quelques précisions concernant chacune des quatre catégories de combustibles.

- Oxyde (ou mélanges d'oxydes). On constate immédiatement sur le tableau 9 que leur conductivité thermique est de loin la moins bonne des quatre formes physicochimiques. Il en est de même de la densité qui est la plus faible. De plus, leur compatibilité chimique avec le sodium n'est pas excellente, même si la cinétique de réaction est suffisamment lente pour pouvoir gérer convenablement des ruptures de gaine. Notons également que les oxydes se densifient sous irradiation, par un phénomène de diffusion des lacunes du réseau jusqu'aux joints de grain. Les effets dépendent de la microstructure initiale et notamment de la porosité fine. Ils sont toutefois de faibles amplitudes (de l'ordre du pour cent en volume), mais conduisent néanmoins à des déformations des combustibles qui sont accentuées par les phénomènes antagonistes de gonflement (gonflement moindre

que pour le métal). Pourtant, les oxydes constituent aujourd'hui la **forme pratiquement exclusive de tous les combustibles des réacteurs de puissance**, y compris des RNR au sodium qui ont fonctionné dans le passé (voir les tableaux 5 a et 5 b) et ceux qui sont en fonctionnement ou en projet dans le monde aujourd'hui. La raison principale en est leur très bonne tenue intrinsèque sous irradiation qui permet d'augmenter beaucoup le taux de combustion, ce qui est devenu un objectif majeur pour presque tous les combustibles, notamment ceux des RNR pour lesquels on vise des valeurs qui sont plus du double de celles des REP (typiquement de l'ordre de 100 GWj/t ou plus au lieu de 45 à 50 GWj/t dans les REP). Soulignons ici que le RNR russe BN-800 a été chargé entièrement avec du combustible MOX en 2021. Ce combustible a été fabriqué dans une usine entièrement automatisée enterrée à 200 mètres sous terre dans d'anciens tunnels miniers du site de Zheleznogorsk, dans la région russe de Krasnoïarsk. L'installation a été construite dans le cadre du projet russe « Proryv » visant à **mettre en œuvre à une échelle industrielle un cycle du combustible fermé des RNR**, et elle a commencé à produire ses premiers combustibles MOX en 2015.

***Note** - Pour l'uranium, il existe quatre formes d'oxyde : UO_4 ou peroxyde d'uranium qui intervient dans certaines étapes du cycle du combustible, UO_3 qui est également une forme rencontrée à certaines étapes de l'élaboration de l'uranium, U_3O_8 qui est la forme naturelle la plus stable de l'uranium et enfin UO_2 qui est la forme toujours utilisée pour les combustibles nucléaires, car la plus adaptée aux conditions d'irradiation en réacteur (forme cristalline en réseaux cubiques pour les atomes d'uranium et d'oxygène). C'est souvent cette dernière forme que l'on appelle tout simplement « l'oxyde d'uranium », sans autre précision. Quant au plutonium, il peut se présenter également sous ses quatre formes de base (degrés d'oxydation de +III à +VI), mais il a également été identifié à la valence VII et même à la valence VIII.*

- Métal (ou alliage métallique). Leur très bonne conductibilité thermique constitue un atout important pour le combustible des

RNR qui fonctionnent à très forte puissance volumique et à des températures de fluide caloporteur relativement élevées. Un autre avantage du métal par rapport à l'oxyde est que le combustible stocke relativement peu de chaleur, ce qui est favorable pour atténuer les conséquences de certaines situations accidentelles. Mais l'un des inconvénients majeurs du métal pour les RNR est son **comportement médiocre sous irradiation**, notamment à cause du **gonflement**, qui est provoqué essentiellement par la formation de lacunes et de gaz de fission ce qui limite sérieusement le taux de combustion. C'est cette « mauvaise réputation » qui a freiné l'utilisation de la forme métallique comme matrice de combustible. Pourtant, des solutions technologiques diverses ont été explorées pour remédier à cet inconvénient et atteindre malgré tout des taux de combustion relativement élevés avec du combustible métallique. On peut citer également les développements d'alliages ternaires stabilisés (déjà évoqués plus haut) comme l'U-Pu-Mo, développé initialement en France dès le milieu des années 1950, ou l'U-Pu-Zr, avec quelques succès récents pour ces derniers, basés sur un très grand nombre d'expériences, notamment aux États-Unis. Une autre solution pour accommoder le gonflement est de laisser au départ un jeu suffisant entre la matrice de combustible et la gaine, qui doit cependant être comblé par un fluide conducteur (hélium ou sodium fondu) afin de favoriser l'évacuation de la chaleur. Mais il reste que ces alliages ternaires diminuent la densité en noyaux lourds, et réduisent donc l'intérêt premier des métaux. De plus les marges à la fusion du combustible restent faibles, ce qui a d'ailleurs entraîné quelques déboires dans le passé. Par ailleurs, avec une composante de zirconium, l'expérience a révélé un risque de corrosion de la gaine due à la formation d'un eutectique, ce qui peut induire quelques complications. Pour ce qui concerne le cycle du combustible, il faut rappeler que l'uranium métal est un réducteur puissant, et qu'il faut donc le manipuler avec beaucoup de précautions. C'est notamment le cas lors des étapes de fabrication du combustible, car la poudre d'uranium est pyrophorique et peut s'enflammer spontanément à température

ambiante. Enfin, il n'est pas très facile de retraiter un combustible métallique par un procédé hydrométallurgique (voie aqueuse) de type PUREX. D'où le recours à des procédés alternatifs basés sur la pyrométallurgie (voie sèche), tels que l'électroraffinage en sels fondus. Cela étant, il faut mentionner **l'expérience extrêmement riche qui a été acquise** pendant une trentaine d'années aux États-Unis (laboratoire national d'Idaho) sur le combustible métallique à uranium très enrichi utilisé dans le **réacteur à neutrons rapides EBR-II, auquel était juxtaposé une installation complète du cycle de combustible** (fabrication et retraitement). qui a été rapportée dans de nombreux documents⁷⁰.

- Carbure. Avec les carbures, on voit apparaître des qualités qui cumulent celles des métaux et des oxydes pris séparément, à savoir une très bonne conductivité thermique, un point de fusion élevé, une forte densité en noyaux lourds, une bonne tenue sous irradiation. A priori, les carbures semblent donc être la meilleure des formes physico-chimiques possibles pour les RNR, d'autant qu'ils sont bien compatibles avec le sodium. Ils présentent néanmoins des inconvénients qui n'en font pas nécessairement la solution idéale. Pour ce qui concerne leur comportement sous irradiation par exemple, il faut noter que le fait même de pouvoir fonctionner à température relativement basse (grâce à leur bonne conductivité) engendre un inconvénient : un gonflement sous irradiation nettement supérieur à celui de l'oxyde, à cause d'une viscoplasticité moindre. La fragilité intrinsèque des carbures conduit en outre à la génération importante de fissures sous irradiation. Des craintes ont été également soulevées vis-à-vis d'une carburation possible des gaines. Un autre inconvénient des carbures est leur pyrophoricité qui rend délicate leur fabrication par carbothermie, car la réactivité chimique des poudres oblige à travailler en atmosphère inerte très pure et sèche. Ces difficultés ont été notamment mises en évidence en Inde qui a travaillé, et travaille toujours sur ces combustibles. Enfin les carbures sont

⁷⁰ Le plus complet de ces documents est sans doute celui qui a été publié en 1987 par l'ANS, intitulé « The EBR-II fuel cycle story » écrit par Charles E. Stevenson. L'auteur de ce livre possède un exemplaire papier de ce superbe ouvrage (qui contient de nombreuses photos), mais il est accessible sur internet.

réputés comme étant difficiles à retraiter, ce qui est évidemment un handicap pour des RNR dont la raison d'être est de recycler le plutonium (ou l'uranium 233) qu'ils produisent. Les avis sur ce point sont cependant très partagés et d'aucuns prétendent que des solutions industrialisables existent. Quoi qu'il en soit, **les carbures restent globalement une option attractive et c'est pourquoi ils sont donc toujours étudiés, dans le cadre des programmes de développement sur les réacteurs de la prochaine génération.**

- Nitrure. Comme les carbures, ils affichent de bonnes propriétés vis-à-vis des critères essentiels cités à leur propos et ils sont même un peu plus performants que les carbures. De plus, les combustibles à base de nitrures sont réputés plus faciles à fabriquer que ceux à base de carbures. Par ailleurs, leur gonflement sous irradiation ainsi que le taux de relâchement de PF est moindre que celui des carbures. Cependant, il semble que les nitrures soient plus sensibles à l'apparition de fissures lors de transitoires. En outre, ils deviennent instables à haute température et il a été montré en particulier qu'au-delà de 1700 °C, il peut apparaître du métal fondu qui pourrait attaquer et percer les gaines. Un autre inconvénient est que la pression d'azote devient très élevée en cas de fusion. Ces phénomènes, s'ils ne sont pas mieux cernés et maîtrisés, pourraient disqualifier définitivement les nitrures. Mais le problème majeur de l'utilisation des nitrures est la production massive d'un isotope radioactif du carbone, le C14 par la réaction nucléaire (n, p) sur l'isotope 14 de l'azote, qui malheureusement constitue la quasi-totalité de l'azote (99,636 % de N 14 contre seulement 0,364 % de N 15). Or les rejets de C 14 dans l'environnement doivent être très précisément limités et contrôlés à toutes les étapes (fonctionnement des réacteurs, mais aussi retraitement du combustible), notamment du fait que le carbone se combine facilement à la matière organique⁷¹. Cela est donc un vrai défi à

⁷¹ À noter cependant que le C 14 est déjà largement présent dans l'environnement à l'état naturel. En effet il est produit continuellement dans la haute atmosphère, justement par réaction neutronique sur l'azote 14 avec des neutrons provenant de l'espace. Il s'en forme ainsi environ 1000 TBq chaque année et l'inventaire est de 140 000 TBq dans l'atmosphère, ce qui permet de l'utiliser pour la datation d'objets contenant du carbone. Il est en effet présent dans tout organisme vivant dont le corps humain à hauteur de 3000 Bq pour un individu de 80 kg

relever. On peut évidemment penser à réduire drastiquement ces rejets, mais on s'achemine alors très vite vers des solutions lourdes et contraignantes. Un des autres moyens est d'enrichir l'azote en N 15, ce qui est faisable, mais très coûteux. De plus, même en admettant qu'une telle solution soit praticable, il faudrait récupérer ce précieux azote enrichi en N 15 au retraitement du combustible. Cela élimine pratiquement les procédés basés sur une dissolution dans l'acide nitrique (car le N 15 serait dilué dans l'azote naturel) et il faudrait donc développer des procédés spécifiques de type pyrochimique. Bref tout cela n'est pas simple et explique pourquoi les combustibles nitrures ont été très peu développés dans le passé, bien qu'il existe une expérience russe sur le sujet pour les réacteurs à neutrons rapides. Il faut mentionner que ces combustibles continuent tout de même de susciter un intérêt pour des applications spécifiques telles que la transmutation d'actinides mineurs, comme l'américium sur support ZrN ou TiN. Rappelons pour terminer que la Russie construit actuellement un RNR au plomb, « Brest-OD-300 » déjà mentionné qui utilisera un combustible nitrure, fabriqué et retraité dans des installations situées sur le même site.

Cette brève analyse montre que le domaine des **combustibles des RNR** ouvre un large champ d'investigations porteur **d'innovations qui pourraient améliorer significativement les performances des RNR.**

4 – Questions génériques

4.1 – Le cycle du combustible : tout est prêt

Il va sans dire que le déploiement des RNR ne peut s'envisager qu'à la condition expresse de disposer en parallèle d'installations capables de retraiter⁷² leur combustible usé, désigné par **LcBU** par la suite, pour en extraire le plutonium et le recycler ensuite dans des combustibles MOX qu'il faut fabriquer. C'est ce que l'on appelle communément la « fermeture du cycle ».

Avant d'aborder spécifiquement le retraitement des CbU des RNR, il nous a semblé utile de retracer brièvement l'expérience passée concernant celui des CbU issus des réacteurs « classiques » à neutrons lents, afin d'en mesurer la richesse. Et cela d'autant plus que certaines des usines comme celle de La Hague sont capables de traiter en dilution des combustibles MOX usés issus des RNR.

Historiquement, la **première usine** de traitement des CbU au monde a été mise en service aux États-Unis sur l'immense site de Hanford, aux États-Unis, en **décembre 1944**, dans le cadre du projet Manhattan de mise au point de la bombe atomique. Elle n'avait donc qu'un seul objectif : récupérer le plutonium pour la fabrication de bombes atomiques, à partir des combustibles irradiés dans les premiers gros réacteurs « plutonigènes » construits sur ce même site. Une deuxième installation de ce type fut mise en exploitation l'année suivante sur le même site puis une troisième usine, toujours pour des besoins militaires, fut mise en service en 1952, mais en utilisant un procédé beaucoup plus performant que dans les deux premières installations. Ce procédé dit « **Redox** » fut testé sur une installation pilote à Oak Ridge, qui elle-même fut reproduite à plus petite

⁷² Nous employons ici le terme de « retraitement », car il est communément utilisé depuis l'origine pour désigner les opérations destinées traiter le combustible usé déchargé des réacteurs nucléaires en vue de séparer les matières qu'il contient pour les destiner ensuite vers diverses finalités : entreposage, recyclage, conditionnement spécifique. Le mot « traitement », pourtant plus exact, est plus rarement employé.

échelle pour retraiter des combustibles au thorium afin d'en extraire l'U 233. Ce principe **d'extraction par solvant** a constitué un **progrès majeur** des méthodes séparatives chimiques, car il a permis d'opérer de façon continue à l'aide de dispositifs d'échanges liquide-liquide à contre-courant, conduisant à des facteurs de séparation très élevés. Une quatrième usine, toujours sur le site de Hanford, fut construite et exploitée à partir de 1956, en utilisant un nouveau solvant beaucoup plus performant, le **tributylphosphate**, en abrégé **TBP**, qui deviendra le solvant de référence du procédé mis en œuvre dans **toutes les usines de retraitement civiles au monde**, connu sous le nom de « **Purex** » (Plutonium Uranium Refining by redox Extraction). Cette installation, qui opéra jusqu'en 1990, a traité 66400 tonnes de combustibles issus des réacteurs à graphite, soit les deux tiers du total des **96900 tonnes** de CbU **retraités à Hanford**, qui ont permis de séparer 67 tonnes de plutonium, dont 54 tonnes de qualité militaire. Deux autres usines de traitement à usage militaire seront construites et exploitées sur le site de Savannah River et permettront de séparer 36,5 tonnes de plutonium de qualité militaire. Enfin, il faut signaler une usine de traitement spécifiquement dédiée aux combustibles des réacteurs de recherche et des réacteurs de propulsion navale, construite sur le site d'Idaho et mise en service dès 1953.

Ce n'est que dans les années 1960, alors que démarrent la construction et la mise en service de nombreux réacteurs à eau légère civils aux États-Unis, que l'industrie commença à s'intéresser aux possibilités offertes par le traitement des CbU provenant de ces premiers réacteurs de puissance électrogènes civils. Ainsi, une première **usine commerciale** de traitement des CbU fut construite à **West Valley** (État de New York) et exploitée à partir de 1966 par une société privée, Nuclear Fuel Services (NFS). Cette installation d'une capacité nominale de 300 t/an, a fonctionné pendant 7 ans et elle a traité des combustibles de diverses origines, et a permis d'extraire ainsi deux tonnes de plutonium. Deux autres usines de traitement de CbU ont été construites aux États-Unis, mais jamais exploitées. La première, d'une très grande capacité nominale de 1500 t/an, fut construite à partir de 1970 sur le site de **Barnwell** en Caroline du Sud, mais les travaux ont pris beaucoup de retard et en avril 1977, le nouveau Président des États-Unis Jimmy Carter a décidé de **suspendre indéfiniment le traitement des CbU civils** dans le pays, pour des raisons liées à sa

politique de non-prolifération qui rendait notamment **impossible toute activité** pouvant conduire à la **séparation de plutonium**. L'autre projet fut celui de General Electric (GE) qui opérait déjà les usines de traitement de Hanford. GE fut autorisé en 1967 à construire une usine d'une capacité de 300 t/an, à Morris dans l'Illinois, basée sur un procédé novateur de fluoration et volatilisation d'UF₆. Mais de grosses difficultés apparurent au cours des tests de ce procédé et GE décida en 1974 d'abandonner le projet.

Ce panorama des activités de traitement des CbU aux États-Unis ne serait pas complet sans mentionner l'installation pilote de traitement des **combustibles à uranium métallique** associée au **réacteur expérimental à neutrons rapides EBR-II** construit sur le site nucléaire fédéral d'Idaho et qui fonctionna de 1964 à 1994 (installation encore appelée **IFR** pour « Integral Fast Reactor »)⁷³. Le procédé utilisé dans cette installation de traitement très particulière était totalement différent de tous les autres procédés de traitement mis en œuvre dans les autres usines que l'on vient d'évoquer, puisqu'il s'agissait d'un **procédé pyrochimique**, basé notamment sur un processus d'électro raffinage en milieu sel fondu, permettant de récupérer l'uranium sur une cathode solide.

En Russie, la première usine de traitement militaire fut mise en service en décembre 1948 sur le site de **Mayak**, près de Tcheliabinsk, mais elle eut des débuts extrêmement difficiles avec notamment plusieurs accidents, dont des accidents de criticité. Le plus grave des accidents fut celui qui se produisit le 29 septembre 1957 avec l'explosion d'une cuve de produits de fissions (mélange d'acétates et de nitrates), qui contamina gravement toutes les régions environnantes. Une deuxième usine fut mise en service en 1956 sur le site de **Tomsk**, puis une troisième sur le site de **Krasnoïarsk** en 1964. À la fin des années 1960, la Russie s'est engagée dans le traitement des CbU des réacteurs à eau VVER en mettant en service en 1972 une usine d'une capacité de 400 t/an, baptisée RT-1 sur le site de Mayak, en réutilisant en partie certains locaux des installations militaires. Cette usine basée sur le **procédé Purex** a commencé à traiter des CbU des

⁷³ Metallic Fuels: The EBR-II legacy and recent advances - Robert D. Mariani et al. - International Conference on Nuclear Chemistry for Sustainable Fuel Cycles Metallic Fuels

VVER 440 en 1978. La construction d'une deuxième usine d'une capacité de 1500 t/an, baptisée RT-2, a été décidée en 1976, et sa construction a commencé la même année sur le site de Krasnoïarsk - Zelenogorsk. Mais les travaux de construction furent ralentis dans les années 1980 et ils ont finalement été suspendus en 1989 sans que l'on sache aujourd'hui s'ils reprendront un jour (le stade d'avancement de la réalisation des travaux étant estimé à 30 %). Seule l'usine RT-1 reste opérationnelle aujourd'hui, mais on dispose de peu d'information sur son fonctionnement.

En Grande-Bretagne un procédé baptisé « **Trigly** » a d'abord été développé vers la fin des années 1940 en coopération avec le Canada, mais abandonné en 1954, car trop complexe. La première usine de traitement a démarré en 1952 sur le site de Sellafield pour traiter les CbU en provenance des premiers réacteurs plutonigènes de Windscale. Elle utilisait un procédé baptisé « **Butex** » basé sur une extraction par un solvant organique spécifique (le di-butyle carbitole). Avec le développement de la filière britannique de réacteurs à graphite-gaz, dite « **Magnox** », il apparut la nécessité de construire une usine de traitement dédiée uniquement au traitement des CbU issus de ces réacteurs. L'usine fut conçue vers la fin des années 1950 et elle entra en service en 1964. D'une capacité de 1500 t/an, elle a utilisé un procédé de type **Purex**, avec dégainage mécanique préalable des combustibles. Elle a été arrêtée définitivement en 2022 après avoir retraité la totalité des CbU issus des réacteurs Magnox, soit 55 000 tonnes. Dans le sillage de ces activités de traitement, les Britanniques ont voulu se lancer dans celui des combustibles **oxyde** beaucoup plus irradiés issus des réacteurs à graphite-gaz de nouvelle génération, les AGR, progressivement mis en service dès la fin des années 1970. C'est ainsi qu'une troisième usine de retraitement baptisée « **Thorp** » (pour « Thermal Oxide Reprocessing Plant ») a été construite à partir de 1985 sur le même site de Sellafield et elle fut achevée dans les délais, en 1992. Elle utilisait à la base **le procédé Purex**, comme notre usine de La Hague, avec une dissolution par lots des éléments combustibles (au lieu d'une dissolution continue à La Hague) et, en fin de procédé, une vitrification des déchets de haute activité, comme à la Hague. Sa capacité maximale de traitement était de 900 tML/an (tML signifie tonne de Métal Lourd) mais elle a été arrêtée définitivement en novembre 2018 pour des raisons commerciales, après

avoir retraité plus de 9 000 tonnes de CbU provenant de 30 clients répartis dans neuf pays à travers le monde. Signalons au passage que **le stock cumulé de plutonium civil séparé et non recyclé résultant de toutes ces activités de traitement est de plus de 130 tonnes** à Sellafield. C'est de loin le stock le plus important au monde, **qui pourrait servir à alimenter de futurs RNR**. Il faut mentionner pour terminer une installation de traitement de CbU construite sur le site écossais de Dounreay (près de la ville de Thurso) et qui a fonctionné de 1959 jusqu'en 1996, destinée au traitement de combustibles de nombreux réacteurs expérimentaux et de recherche dans le monde, mais qui a **aussi traité des combustibles en provenance du prototype de réacteur à neutrons rapides** construit sur le même site, le PFR.

Avant d'examiner ce qui a été réalisé en France sur le traitement des combustibles usés des réacteurs nucléaires, il faut citer quelques autres pays qui ont eu ou qui ont toujours des activités dans ce secteur, mais qui n'ont pas développé initialement ces activités pour des besoins militaires (à l'exception notable de l'Inde).

Il s'agit en premier lieu du **Japon**, qui a construit une première usine à partir de 1971 sur le site de Tokai-Mura et démarré le traitement des premiers CbU en 1977. En 2014, le gouvernement japonais a décidé d'arrêter définitivement le traitement des CbU dans cette usine qui au total en aura traité 1140 tonnes, **dont 29 tonnes de combustible MOX**. Une deuxième grande usine commerciale a été construite à partir de 1993 sur le site de Rokkasho, au nord du Japon. Cette usine est en grande partie une réplique de l'usine française UP3 dont on reparle plus loin (le procédé et les technologies mis en œuvre à UP3 ont été vendus aux Japonais). Malheureusement, elle a rencontré de nombreuses difficultés lors de sa construction et de sa mise en service, ce qui rend son démarrage extrêmement progressif. Des retards ont à nouveau été enregistrés depuis 2013 à cause des nouvelles normes de sûreté mise en place à la suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi en mars 2011. Sauf nouveaux retards, sa mise en service opérationnelle devrait intervenir (enfin !) en cette année 2024.

Dans les autres pays, il faut citer **l'Inde** qui a démarré une petite unité en 1964 sur le site de Trombay, essentiellement pour des usages militaires (première explosion atomique expérimentale en 1974). Deux autres usines ont alors été construites pour traiter les CbU de ses réacteurs à eau lourde et de ses deux réacteurs à eau bouillante. Ce sont d'une part l'usine de Tarapur, qui a démarré en 1982 (capacité 100 t/an) et d'autre part l'usine de Kalpakkam qui a démarré en 1996 (capacité 200 t/an). On peut également citer **la Chine**, qui possède une installation de traitement militaire. Ce pays affiche clairement son intention de développer le traitement des CbU civils et il a d'ailleurs négocié avec la France des accords commerciaux sur ce sujet (mais ces discussions sont aujourd'hui au point mort). Au titre des pays qui ont eu des activités significatives de traitement des CbU, mais qui ont aujourd'hui abandonné toute activité dans ce domaine, il faut citer **l'Allemagne** qui a opéré une usine baptisée WAK entre 1971 et 1990 et traité ainsi un total de 207 tonnes de CbU. Par ailleurs, la construction d'une usine commerciale de capacité de traitement de 350 t/an a débuté au milieu des années sur le site de Wackersdorf en Bavière, mais les travaux ont été interrompus définitivement en 1989 à la suite de protestations violentes sur le site. Citons enfin **l'Italie**, qui a opéré une petite usine baptisée Eurex (pour « Enriched uranium extraction ») entre 1970 et 1983.

Ce tour d'horizon serait incomplet si on ne citait pas l'installation de démonstration **Eurochemic**, financée par plusieurs pays européens dans le cadre de l'OCDE, construite sur le centre de Mol en Belgique. Cette usine a traité des combustibles de diverses origines entre 1968 et 1974 : 182 tonnes de combustibles à uranium naturel ou légèrement enrichi et 30,6 tonnes de combustible à uranium hautement enrichi.

Voyons maintenant ce qui a été réalisé en France pour le retraitement des combustibles usés.

La première usine baptisée **UP1** fut construite sur site de Marcoule et elle a commencé à séparer les premiers kilos de plutonium à partir de juillet 1958 en traitant les combustibles issus des trois réacteurs plutonigènes construits sur le même site: G1, G2, et G3. Ces installations étaient uniquement destinées à produire du plutonium pour la fabrication

de bombes atomiques. Le procédé utilisé était alors une variante du procédé **Purex**, qui avait fait l'objet de développements par le CEA dès 1952, dans ses laboratoires de Fontenay-aux-Roses en région parisienne. Il importe de souligner qu'à la différence des autres usines analogues dans les autres pays, **les solutions de produits de fissions ont été vitrifiées dès l'origine** (à partir de la fin des années 1960, puis de façon industrielle en 1978) sur la base d'un procédé spécifique développé et mis au point par le CEA dans les années 1960. Cela a permis d'éviter le recours aux pratiques expéditives mises en œuvre en ex-URSS ou même à l'accumulation pure et simple de ces liquides hautement radioactifs dans des cuves d'entreposage bien peu fiables comme aux États-Unis. Dès la fin des années 1950, il fut envisagé de construire une deuxième usine de traitement destinée cette fois aux combustibles de la filière française de réacteurs à graphite-gaz, dite UNGG, dont les premières réalisations entrèrent en service au début des années 1960. Il fallait alors chercher un autre site que celui de Marcoule, de taille trop réduite. Ce fut le site de **La Hague**, dans le Cotentin où une usine baptisée UP2 fut construite et commença à traiter des CbU de la filière UNGG pour les besoins civils (mais aussi pour les besoins militaires, en complément de l'usine UP1). Elle a cessé de fonctionner définitivement en 1987 avec le traitement des derniers combustibles de la filière UNGG. À partir de 1976, cette usine fut progressivement transformée et complétée par d'autres ateliers pour pouvoir traiter des CbU provenant des nouveaux réacteurs REP, avec notamment un atelier baptisé HAO (« Haute activité Oxyde ») pour le cisailage et la dissolution des combustibles. Ces évolutions ont donné naissance à une usine baptisée UP2-400, d'une capacité de traitement de 400 t/an, qui a fonctionné jusqu'en 1994. À partir de 1984, de nouvelles installations sont entrées en service afin d'accroître la capacité de traitement des combustibles des réacteurs REP, ce qui a conduit à la création d'une nouvelle usine d'une capacité de traitement de 800 t/an: usine dite UP2-800. Par ailleurs pour répondre aux demandes qui résultaient de contrats de traitement signés avec des pays étrangers, notamment le Japon, une usine jumelle de même capacité, baptisée UP3, fut construite sur le site et elle est entrée en service en 1989. La capacité totale de traitement du site de La Hague a été portée ensuite par décret à 1700 tML/an en 2003 (pour une capacité démontrée de chaque usine de

1000 tonnes par an) ce qui en fait aujourd'hui **la plus grande installation de ce type au monde**. Pour toutes ces usines, c'est encore le procédé Purex qui est utilisé, mais sa mise en œuvre fait appel à des technologies innovantes et bien spécifiques à La Hague.

Pour ce qui concerne **les combustibles des RNR**, la question de leur « **retraitabilité** » a été examinée très tôt, **dès les années 60**, avec pour objectif d'aboutir à un procédé industriel de traitement basé principalement sur le procédé Purex. Outre les études de laboratoire menées dans les labos chauds de du centre d'études nucléaire de Fontenay-aux-Roses (CEA), le retraitement de ces combustibles a eu lieu successivement dans trois installations⁷⁴ :

- a. L'atelier expérimental pilote AT1 à La Hague qui a fonctionné de 1969 à 1979 à une capacité maximale de traitement de 1 kg/jour (150 kg/an) a traité 754 kg de mélange uranium-plutonium ;
- b. l'atelier pilote de Marcoule (APM), entièrement dédiée **au traitement des combustibles usés du RNR-Na Phénix** à très haut taux de combustion (100 GWj/t) **a fonctionné de 1973 à 1997, soit pendant 24 ans**, sans rencontrer de difficultés majeures ;
- c. l'usine UP2-400 à La Hague où le retraitement de ces combustibles RNR a été effectué en dilution avec des combustibles de la filière UNGG⁷⁵.

L'APM a d'abord retraité dans une installation baptisée TOP des combustibles issus du réacteur expérimental Rapsodie (38 MWth) et des combustibles UO₂ du réacteur allemand KNK I (17 MWe) de 1973 à 1976, puis, de 1976 à 1978, le premier cœur du réacteur Phénix (250 MWe) composé d'UO₂ enrichi à 26 % en U 235 puis les cœurs au plutonium de 1978 à 1983. Au total cette installation a retraité 6,77 tonnes de combustible mixte uranium plutonium (MOX). Une deuxième installation

⁷⁴ Voir le document du CEA le cycle du combustible des RNR :

<https://www.cea.fr/Documents/monographies/reacteurs-nucleaires-sodium-cycle-combustible.pdf>

de plus grande capacité, baptisée TOR (pour Traitement Oxyde Rapide), a été ensuite mise en service en 1988 et a permis de traiter, de 1988 à 1991, 7,24 tonnes de combustible MOX provenant de Phénix, irradiés à des taux de combustion pouvant atteindre 105 GWj/t. Au total, cette installation que l'on peut qualifier d'usine pilote, a permis de **RETRAITER 14 tonnes de COMBUSTIBLE MOX** du réacteur Phénix, soit l'équivalent de **quatre cœurs** du réacteur Phénix, et d'**EXTRAIRE** ainsi **4,4 tonnes de plutonium dont 3,3 tonnes ont été RECYCLEES dans Phénix**. La figure 10 présente une photo de cette usine afin de donner une idée de sa taille.

Figure 10 – Photographie aérienne de l'usine pilote de retraitement des combustibles RNR-Na, APM



Pour ce qui concerne l'expérience de retraitement de combustibles RNR-Na dans l'usine UP2-400 de La Hague indiquons simplement que cette installation a traité entre 1979 et 1984 environ 10 t de combustibles du cœur interne de PHÉNIX (cœur le moins enrichi en Pu), irradiés à des taux de combustion compris entre 24 et 91 GWj/t. L'usine n'étant pas conçue pour le traitement de combustible RNR, les dispositions techniques spécifiques ont été prises au traitement : cisailage des aiguilles directement avec leur étui de transport, dissolution discontinue, réalisée à basse concentration en plutonium, et dilution des solutions de dissolution par des solutions de combustible UNGG avant leur envoi aux extractions.

Depuis lors, les **travaux de R&D sur le cycle du combustible des RNR ont été poursuivis au CEA** notamment dans le cadre du projet **Astrid** lancé à la fin des années 2000. Ces travaux sont décrits dans le document [8] déjà mentionné. Cela montre bien que la France a acquis beaucoup de connaissances sur le retraitement des combustibles RNR, qui est la clé du cycle fermé.

On peut donc affirmer sans réserve que :

La France dispose d'une solide expérience du retraitement des combustibles MOX usés des RNR-Na et du recyclage du plutonium ainsi récupéré, à une échelle semi-industrielle.

Les fondamentaux techniques sont donc acquis. Il ne reste qu'à les mettre en œuvre

Cela s'appelle la FERMETURE DU CYCLE DU COMBUSTIBLE des RNR

Force est de constater cependant que ce n'est pas ce qui a été rapporté publiquement et sous serment par certains hauts responsables pour tenter de justifier l'arrêt d'Astrid. Puissent-ils lire ces lignes pour qu'ils modifient leur position.

4.2 – Déchets radioactifs : les RNR les mangent

Il convient tout d'abord de bien spécifier ce que l'on appelle communément des « déchets radioactifs », car ce terme engendre parfois certaines confusions et suscite même des fantasmes (provoqués ou non). On en trouve une définition précise dans le code de l'environnement qui énonce d'abord qu'une « substance radioactive » contient des radionucléides, naturels ou artificiels, dont l'activité ou la concentration justifie un contrôle de radioprotection ». Ce code stipule ensuite que les déchets radioactifs sont des substances radioactives pour lesquelles aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée ou qui ont été requalifiées comme tels par l'autorité administrative. Il est précisé en outre

dans ce même texte que « Les déchets radioactifs ultimes sont des déchets radioactifs qui ne peuvent plus être traités dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de leur part valorisable ou par réduction de leur caractère polluant ou dangereux ». C'est un point fondamental dans les débats actuels sur les matières nucléaires issues de traitement des combustibles usés, puisque l'uranium et le plutonium séparés par cette opération ne peuvent pas légalement être considérés en France comme « déchets ultimes ».

Cela étant rappelé, le cœur d'un réacteur nucléaire génère deux catégories de déchets radioactifs :

1. Les produits issus directement des fissions (PF) dont les quantités sont proportionnelles à la production d'énergie (voir note à la fin du paragraphe 2.2)
2. Les actinides mineurs (AM) issus de différentes captures de neutrons et/ou de décroissances radioactives successives sur l'uranium 238 (formant du Np 237) et surtout sur les différents isotopes du plutonium (essentiellement Am 241 et Am 243 ainsi que Cm. 244 et Cm 245)

Pour ce qui concerne les PF, il faut souligner ici un net **avantage des RNR par rapport aux REP qui est rarement signalé**, et qui n'est pourtant pas négligeable, à savoir qu'ils en produisent moins par quantité d'électricité produite du simple fait de leur meilleur rendement thermodynamique, typiquement + 20 % pour un RNR-Na (0,41 contre 0,34) et du fait que l'énergie dégagée par une fission du Pu 239 est 4 % supérieure à celle d'une fission sur l'U 235 (+4,1 %). **Un RNR-Na génère donc 25 % de moins de PF qu'un REP pour une même quantité d'électricité produite.** Notons au passage que ces déchets constituent plus de 95 % de la radioactivité de l'ensemble de nos déchets nucléaires et qu'ils ont pratiquement disparu au bout de 500 ans (réduction d'un facteur 100 000).

Pour ce qui concerne les AM, ce sont tous des isotopes radioactifs « à vie longue », voire très longue (centaines de milliers d'années ou davantage) ou en sont des précurseurs.

Note - Rappelons sur ce point que la durée de vie d'un isotope donné est caractérisée par une constante appelée communément « période radioactive » qui est le temps au bout duquel la moitié des quantités de cet isotope a disparu (l'isotope s'est transformé en autre élément ou isotope stable ou lui-même instable, donc radioactif). L'affichage de telles durées de vie sert parfois d'épouvantail pour effrayer à bon compte le profane afin de lui inculquer l'idée que le nucléaire est une énergie dangereuse qu'il faut combattre. Toutefois il faut savoir que notre environnement contient des isotopes radioactifs naturels à très longue durée de vie comme l'est le potassium 40 contenu dans l'eau de mer dont la période radioactive est de 1,248 milliard d'années, qui fait que la radioactivité de l'eau de mer s'élève à environ 12 000 becquerels par mètre cube. Sans parler de l'uranium 238 contenu dans l'uranium naturel à raison de 99,3 % et dont la période radioactive est 4,47 milliards d'années. Notons également que le Np 237 qui a la plus longue période radioactive parmi les actinides mineurs avec une valeur de 2,144 millions d'années. De ce fait, sa radiotoxicité spécifique⁷⁶ est relativement faible comme le montre le tableau 9. En pratique, la plus grande partie des produits de fissions sont des radionucléides qui ont une période radioactive relativement courte, puisqu'elle est inférieure à 30,1 ans (ce sont essentiellement le césium 137 de période 30,1 ans et le strontium 90 de période 29 ans). De ce fait, ils sont initialement très « radioactifs », mais cette radioactivité devient totalement négligeable au bout de 500 ans (diminution d'un facteur 100 000). Inversement la plupart des actinides mineurs se caractérisent par des périodes radioactives très longues (dizaines ou centaines de milliers d'années), mais leur radioactivité est relativement faible comparée à celle des produits de fissions. Globalement, la radiotoxicité des déchets **une fois débarrassés du plutonium**, qui est recyclé (comme en France),

⁷⁶ La radiotoxicité spécifique d'un radionucléide mesure son détriment biologique exprimée en sievert, Sv, par unité de masse de ce radionucléide généralement exprimé en gramme

devient inférieure à celle de l'uranium naturel qui a été utilisé pour produire l'énergie et qui a en même temps généré ces déchets, après une dizaine de milliers d'années.

Tableau 9 - Radiotoxicité des principaux actinides

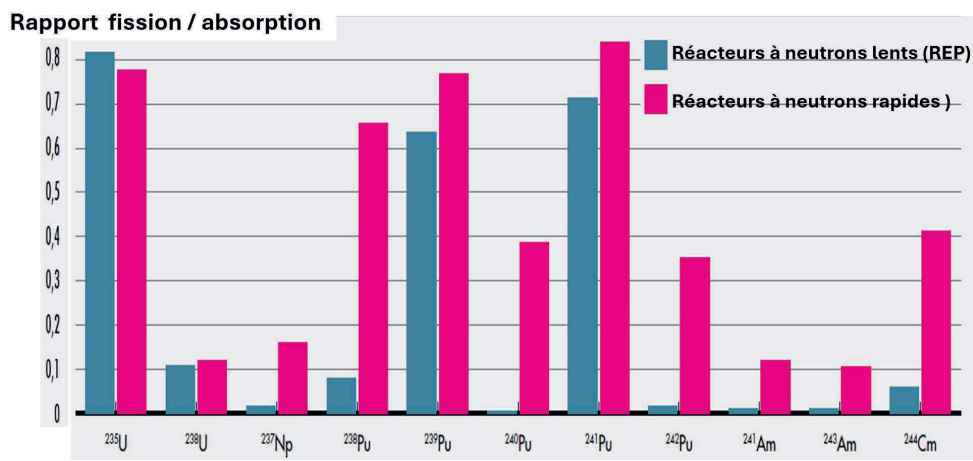
Nucléide ♦	Période (a) ♦	Bq/g ♦	Sv/Bq ♦	Sv / g ♦
Am241	$4,32 \times 10^2$	$1,27 \times 10^{11}$	$2,00 \times 10^{-7}$	25 389,03
Pu240	$6,57 \times 10^3$	$8,39 \times 10^9$	$2,50 \times 10^{-7}$	2 096,754
Am243	$7,38 \times 10^3$	$7,37 \times 10^9$	$2,00 \times 10^{-7}$	1 474,638
Cm245	$8,50 \times 10^3$	$6,35 \times 10^9$	$2,10 \times 10^{-7}$	1 333,375
Pu239	$2,41 \times 10^4$	$2,29 \times 10^9$	$2,50 \times 10^{-7}$	573,457
Pu242	$3,70 \times 10^5$	$1,48 \times 10^8$	$2,40 \times 10^{-7}$	35,442
Np237	$2,14 \times 10^6$	$2,61 \times 10^7$	$1,10 \times 10^{-7}$	2,868
U235	$7,04 \times 10^8$	$7,99 \times 10^4$	$4,70 \times 10^{-8}$	0,004
U238	$4,47 \times 10^9$	$1,24 \times 10^4$	$4,70 \times 10^{-8}$	0,001

Nous présentons dans le tableau 10 les quantités d'AM générées par les combustibles REP et RNR. On constate que globalement **les combustibles RNR génèrent QUATRE FOIS MOINS d'AM que les combustibles REP-MOX**. Le lecteur intéressé par le détail de ces résultats pourra consulter le document du CEA cité dans le titre du tableau 10, mais il suffit de savoir que cette différence importante s'explique par le fait que le rapport entre les captures et les fissions est réduit d'un facteur 5 à 10, selon les AM, avec des neutrons rapides par rapport à celui des neutrons lents. Autrement dit les AM formés en RNR disparaissent beaucoup plus in situ par fission que les AM formés dans les REP. C'est une forme de transmutation directe « en ligne » des AM dans les RNR, ce qui leur confère un caractère que l'on peut qualifier d'« omnivore ». La figure 11 illustre bien cette caractéristique physique.

Tableau 10 – Quantités d’AM formés dans différents types de combustibles (temps de refroidissement : 5 ans) – Source : Rapport sur la gestion durable des matières nucléaires, Tome 2, intitulé « séparation transmutation des éléments radioactifs à vie longue »⁷⁷ (tableau 4, page9)

Isotopes	UOX -REP 46 GWj/t (g/TWhe)	MOX-REP 48 GWj/t (g/TWhe)	MOX-RNR 99 GWj/t (g/TWhe à l'équilibre)
²³⁷ Np	1700	390	460
Total Np	1 700	390	460
²⁴¹ Am	1 160	8 900	2 900
²⁴³ Am	540	5 100	680
Total Am	1 700	14 000	3 600
²⁴⁴ Cm	190	2 400	190
²⁴⁵ Cm	16	420	18
Total Cm	210	2 900	215
Total AM	3 600	17 000	4 300

Figure 11 – Probabilité de fission des actinides en REP et en RNR



⁷⁷ <https://www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/rapports/rapport-gestion-durable-matieres-nucleaires/Tome%202.pdf>

Soulignons au passage que le **multirecyclage du plutonium en REP** qui est à l'étude aujourd'hui, **aggrave** encore cette différence en défaveur des REP puisque dans ce cas on **augmente très nettement la production d'AM** (qui est presque doublée) provenant du plutonium. Ces AM ne sont pratiquement pas détruits au cours de l'irradiation du combustible dans le cœur du réacteur et donc ils s'accumulent. C'est pour le moins une option discutable d'autant plus que dans le même temps, la qualité du plutonium (c'est-à-dire la proportion d'isotopes fissiles) contenu dans les combustibles usés multirecyclés se dégrade au fur et à mesure des recyclages. En conséquence, il est permis de s'interroger sur les motivations réelles d'une telle option.

Cela étant, les AM sont des éléments qui restent radiotoxiques pendant des milliers d'années voire des dizaines de milliers d'années pour certains d'entre eux (voir note page 75) et même s'ils sont générés en très faibles quantités (de l'ordre d'1,5 tonnes par an dans le parc nucléaire français actuel), il est nécessaire de les rendre inaccessibles à la biosphère pendant une durée suffisante pour que leur radiotoxicité devienne négligeable du fait de leur disparition par décroissance radioactive. La seule solution éthiquement responsable est de les enfouir à grande profondeur dans des conditions qui garantissent leur isolement total pendant des dizaines de milliers d'années. En France, la solution retenue est d'abord de les noyer dans une matrice vitreuse pratiquement inaltérable puis de stocker définitivement les « colis » de verre ainsi obtenus à 500 mètres de profondeur dans une formation géologique argileuse dont les propriétés pétrophysiques n'ont guère varié depuis ces derniers 30 millions d'années. C'est le projet CIGEO. Ce milieu géologique ne renferme pratiquement pas d'eau libre et de toute façon, les AM sont très peu solubles dans l'eau, ce qui exclut toute possibilité de leur retour à la biosphère, tout au moins avant que leur radioactivité n'ait suffisamment décru . C'est donc une solution parfaitement sûre et pérenne.

Malgré cela, il est envisagé d'en réduire encore les quantités qui seront produites dans les réacteurs nucléaires du futur, sachant que ceux qui sont déjà vitrifiés ne sont plus récupérables et qu'ils devront

nécessairement être stockés définitivement dans CIGEO. Le moyen étudié aujourd'hui pour détruire une partie de ces AM est de les fissionner ce qui les transforme en PF à durée de vie beaucoup plus courte. C'est ce qui est appelé la **TRANSMUTATION**. Là encore les RNR offrent les solutions les plus performantes, et de très loin, puisque la probabilité de fission des AM est bien plus élevée que dans les réacteurs à neutrons lents comme le montre la figure 10.

En résumé **les RNR de par leurs caractéristiques, sont en mesure de gérer au mieux les déchets radioactifs en réduisant les quantités produites et en permettant au besoin d'en éliminer une partie.**

4.3 – Le risque de prolifération : quelle réalité ?

Précisons tout d'abord ce que recouvre exactement ce terme « risque de prolifération » souvent employé, mais rarement bien défini. Le sens le plus général donné à ce terme est celui de l'acquisition **d'armes nucléaires** par des États, éventuellement par des groupes non étatiques de manière plus ou moins clandestine, parfois même pour certains gouvernements en violation d'engagements pris dans le cadre des traités comme le Traité de Non-Prolifération (TNP). Dans le cas d'installations nucléaires civiles, il s'agit du risque de détournement ou de vol des matières nucléaires qui peuvent y être manipulées. À l'origine, ce sont les autorités américaines qui ont considéré que ce risque devait être pris en compte au même titre que celui du risque d'accident nucléaire proprement dit. C'est la raison pour laquelle ce risque figure dans la liste des quatre critères d'évaluation majeurs (avec l'économie, la sûreté et la durabilité) des six « systèmes » (réacteurs + cycle) retenus par le GIF. Ce critère est libellé de la façon suivante :

"Les systèmes d'énergie nucléaire de quatrième génération renforceront l'assurance qu'ils constituent une voie très peu attrayante et la voie la moins souhaitable pour le détournement ou le vol de matières utilisables pour la fabrication d'armes, et fourniront une protection physique accrue contre les actes de terrorisme".

Pour analyser plus précisément les attributs de chaque système vis-à-vis de ce risque, un groupe de travail international spécifique a été créé dans le sillage des travaux du GIF. Il s'agit du groupe dénommé « Proliferation Resistance and Physical Protection », PRPP, dont l'auteur de ce livre a été l'un des membres pendant plusieurs années, notamment lors de l'élaboration d'une méthodologie d'évaluation. Nous avons d'ailleurs contribué à ces réflexions en proposant une méthode originale d'évaluation de la résistance à la prolifération des systèmes nucléaires baptisée SAPRA (pour Simplified Approach for Proliferation Resistance Assessment)⁷⁸ qui a fait l'objet d'un article présenté en 2008⁷⁹.

Cette méthode d'évaluation mise au point par le groupe PRPP est décrite dans le rapport de référence publié en 2011⁸⁰. Elle précise tout d'abord ce que sont la « résistance à la prolifération » (PR) et la « protection physique » d'autre part (PP) :

1. La PR (en Français RP) est la caractéristique d'un système nucléaire qui empêche (impede) le détournement ou la production non déclarée de matières nucléaires ou l'utilisation abusive (misuse) de technologies par l'État hôte qui cherche à acquérir des armes nucléaires ou d'autres dispositifs explosifs nucléaires.
2. La PP est la caractéristique d'un système nucléaire qui empêche le vol de matières pouvant servir à la fabrication d'explosifs nucléaires ou de dispositifs de dispersion des radiations (« radiation dispersal devices ») et le sabotage des installations et des moyens de transport par des entités infranationales et d'autres adversaires n'appartenant pas à l'État hôte.

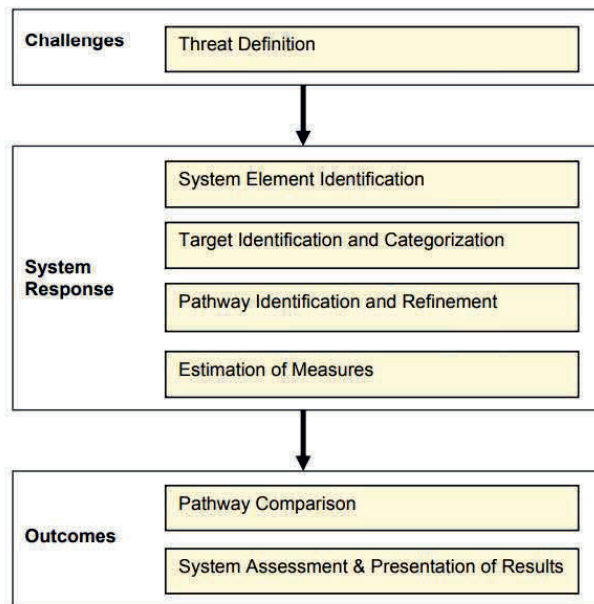
Partant de ces définitions, la démarche utilisée est schématisée sur la figure 12.

⁷⁸ A status of methodology developments in France for assessing proliferation resistance of nuclear energy systems – The SAPRA methodology – Dominique Greneche - PRPP group – Septembre 2008.

⁷⁹ Greneche, D. 2008. "A Practical Tool to Assess the Proliferation Resistance of Nuclear Systems: The SAPRA Methodology." ESARDA Bulletin, No. 39, p. 45. Available at http://esarda2.jrc.it/db_proceeding/mfile/B_2008-039-07.pdf

⁸⁰ https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2013-09/gif_prppem_rev6_final.pdf

Figure 12 – Schéma de la démarche utilisée par le GIF pour évaluer le risque de prolifération et la protection physique d'un système nucléaire (réacteur et cycle associé)



Pour la RP, les menaces sont classées en 4 catégories :

1. Détournement dissimulé (concealed diversion) de matières déclarées
2. Détournement dissimulé d'installations déclarées
3. Détournement manifeste (overt misuse) d'installations ou de matières déclarées
4. Mise en œuvre d'Installations clandestines spécialisées.

Pour le PP, les menaces considérées sont de 3 types :

1. Sabotage radiologique
2. Vol de matières
3. Vol d'informations.

On peut observer que cette démarche est tout à fait analogue à celle qui est utilisée dans le domaine de la sûreté nucléaire. Nous avons

d'ailleurs publié un article sur ce sujet⁸¹. En effet, la sûreté nucléaire a déjà développé un cadre méthodologique complet pour faire face au risque d'accident et aux rejets de radioactivité qui en découlent. Il existe manifestement un parallèle avec la résistance à prolifération (RP) qui cherche à lutter contre le risque de détournement de matières nucléaires ou de mauvaise utilisation d'une installation. Ainsi, le principe fondamental de **défense en profondeur** développé en sûreté nucléaire peut être transposé et adapté au domaine de la RP, en le déclinant de plusieurs façons, notamment en mettant en place des barrières multiples pour réduire le risque et des analyses de scénarios pour évaluer la robustesse d'un système en réponse à une situation donnée et en identifier les points faibles.

En s'appuyant sur cette méthode, les experts de ce groupe PRPP ont disséqué et répertorié dans le détail les mérites et les faiblesses de chacun des 6 systèmes vis-à-vis de la résistance à la prolifération. Cette analyse a permis d'évaluer pour chaque type de réacteur sa robustesse face aux menaces d'origine étatique associées au détournement de matières, à l'utilisation inappropriée (« misuse ») des installations, aux scénarios de rupture (« breakout scenarios ») et à la production de matières sensibles dans des installations clandestines. Cette même analyse a été réalisée dans le domaine de la protection physique (vol des matières ou sabotage par des acteurs non étatiques). Les résultats ont été publiés en 2011 dans un rapport [13] puis réactualisés depuis 2018 pour mettre à jour les études réalisées sur des systèmes spécifiques. Les rapports annuels du GIF font régulièrement état de ces travaux et indiquent les références documentaires associées à chaque étude. On dispose par ailleurs d'un rapport de synthèse récent (2021)⁸² qui offre une bonne synthèse de ces études portant sur les 6 systèmes retenus par le GIF.

Soulignons que ces analyses supposent que **les installations nucléaires sont soumises au régime de contrôle et de « garanties » (safeguards) de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA)**, ce qui est le cas de tous les réacteurs nucléaires situés dans les **190 pays**

⁸¹ Proliferation Resistance Methodology: How to Take Benefit from Nuclear Safety Approach - Greneche Dominique et Xerri Christophe – Journal of Nuclear Materials Management, Volume 33, Number 1, 01 October 2004, pp. 59-64

⁸² <https://resources.inmm.org/sites/default/files/2021-09/a1615.pdf>

signataires du Traité de Non-Prolifération⁸³ (seuls 4 pays ne l'ont pas signé (Inde, Pakistan, Israël et Soudan du Sud), et la Corée du Nord s'en est retirée. Le parallèle avec la sûreté nucléaire est ici évident puisque la sûreté nucléaire est toujours évaluée et contrôlée par une autorité centrale et elle-même parfois supervisée par des instances internationales, dont l'AIEA. Pour la résistance à la prolifération, on peut noter que de nombreuses avancées en matière de garanties ont été accomplies dans le passé, qui se traduisent notamment par la mise en œuvre de dispositions spécifiques telles que la surveillance à distance des installations ou encore de nouvelles technologies très performantes de contrôle et de détection, parfois redondantes et diversifiées. Un tel arsenal de dispositions rend **très difficile, pour ne pas dire impossible, le détournement dissimulé de matières nucléaires** qui, au demeurant, sont facilement détectables, car elles sont toutes radioactives, même si c'est faiblement (comme l'uranium naturel par exemple). Seules des complicités internes massives pourraient permettre de telles actions, encore qu'elles seraient détectées par les moyens de contrôle automatique à distance. De tels scénarios sont d'autant plus inconcevables pour des RNR que leur déploiement ne peut à l'évidence s'envisager que dans des pays fortement nucléarisés, possédant déjà des moyens de contrôle très élaborés de leurs activités nucléaires en général comme c'est le cas de la France. Ajoutons à cela que pour un proliférateur, il existe des réacteurs nucléaires avec lesquels le détournement dissimulé de plutonium utilisable pour la fabrication de bombes atomiques est très nettement plus facile qu'avec un RNR. C'est le cas des réacteurs à eau lourde (RELo) avec lesquels il est assez facile de produire ce type de plutonium grâce à leur système de chargement et déchargement continu du combustible (nous en expliquons les raisons dans le chapitre 12 de notre livre [4]). C'est d'ailleurs ce type de réacteur, qui a été utilisé (et qui est toujours utilisé) par l'Inde, le Pakistan et Israël pour fabriquer leurs bombes atomiques (arsenal estimé entre 150 et 200 bombes à ce jour dans chacun de ces trois pays). Ces RLo sont de conception beaucoup plus simple que les RNR, et ils ont le gros avantage de pouvoir être **alimentés avec de l'uranium naturel**. De plus, ils peuvent fournir en prime du tritium utilisé pour « doper » les bombes à fission. On notera incidemment qu'en dehors des trois pays que l'on vient de citer, des

⁸³ <https://atlasocio.com/classements/defense/nucleaire/liste-etats-parties-traite-non-proliferation-armes-nucleaires-monde.php>

RELo fonctionnent aujourd'hui en Argentine et en Roumanie, ainsi qu'au Canada et en Chine. Ils sont destinés uniquement à des usages civils mais on n'en a pas la preuve pour la Chine. Signalons enfin que l'Iran a commencé la construction d'un RELo au début des années 2000, mais ce réacteur n'a jamais pu démarrer du fait des « accords de Paris » signés en 2015 visant à interrompre le programme nucléaire militaire iranien⁸⁴.

Cela étant, nous en revenons à l'examen du risque de prolifération posé par les RNR, en prenant l'exemple du RNR-Na pour lequel les analyses de la PRPP ont fait l'objet d'un document spécifique récent⁸⁵. Les principaux enseignements tirés de ces travaux sont les suivants :

- Les assemblages de combustibles (AC) retirés du cœur d'un RNR-Na présentent généralement une activité et une dose plus élevée que ceux des RNL (de type REP), ce qui les rend difficiles à manipuler, d'autant plus que les opérations sous sodium compliquent encore la faisabilité d'un éventuel détournement des assemblages ;
- Par contre, les AC neufs constituent une cible de détournement plus attrayante que ceux des REP en raison du contenu plus élevé de matières fissiles par AC. Mais ces AC font l'objet d'une étroite surveillance et d'une comptabilité des matières très minutieuse (au gramme près) ;
- En ce qui concerne les couvertures, lorsqu'elles existent, les assemblages neufs sont en uranium naturel ou même appauvri et ne présentent donc aucun intérêt pour un proliférateur hypothétique par rapport aux AC de REP qui eux, contiennent de l'uranium enrichi (de l'ordre de 4 % à 5 % en moyenne) et qui de ce fait sont potentiellement plus attractifs ;
- Par contre, les AC des couvertures ont un taux de combustion relativement faible et contiennent du plutonium de haute qualité (typiquement de l'ordre de 93 % de Pu 239). Par conséquent, une comptabilité et une surveillance particulièrement étroite de ces AC

⁸⁴ <https://www.nti.org/education-center/facilities/arak-nuclear-complex/>

⁸⁵ https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2021-11/sfr_prpp_white_paper_2021_final_18102021v8_2021-11-10_13-50-7_552.pdf

des couvertures usagées sont nécessaires. En pratique, l'étude détaillée réalisée sur le projet européens de RNR-Na, l'ESFR (European Sodium Fast Reactor) a montré **qu'il n'existe PAS DE VOIE CRÉDIBLE DE DÉTOURNEMENT DISSIMULÉ de tels AC** compte tenu, là encore, de la présence permanente de multiples dispositifs de détections et de systèmes de surveillance, y compris par les caméras de l'AIEA commandées à distance ;

- Le plutonium récupéré de ces AC des couvertures est bien entendu mélangé au plutonium de moindre qualité isotopique lors des opérations de retraitement, ce qui le rend impropre à la fabrication d'une bombe atomique ayant un minimum de fiabilité et d'efficacité⁸⁶.
- Dans l'absolu, un RNR surgénérateur **élimine l'étape d'enrichissement** de l'uranium et par là même supprime les installations associées qui sont source de prolifération relativement aisée (voir entre autres le cas du Pakistan et de l'Iran). On notera au passage qu'il est nettement plus facile de fabriquer des bombes atomiques à l'uranium enrichi qu'avec du plutonium dont la production de quantités suffisantes nécessite d'ailleurs la possession d'un réacteur nucléaire de plusieurs dizaines de MW.

À l'issue de ces analyses, il apparaît clairement que **les RNR par eux-mêmes ne constituent pas le principal risque de prolifération** à partir des activités nucléaires civiles, s'il en est. La principale préoccupation réside dans le fait que les pays ayant l'intention de proliférer peuvent utiliser secrètement les usines d'enrichissement ou de retraitement qui leur sont associées pour produire les matières essentielles à la fabrication d'un explosif nucléaire.

Malgré ce très faible risque de prolifération à partir de RNR-Na, des parades ont été étudiées pour le réduire encore plus afin de s'approcher au plus près du risque zéro. Il a été envisagé par exemple d'introduire volontairement du Np 237 dans les combustibles MOX neufs, ce qui permet de produire du Pu 238 lors de l'irradiation et donc dégrade beaucoup la

⁸⁶ Cette question fait l'objet de nombreux débats que l'on ne peut pas aborder ici. Nous la traitons en détail dans notre livre à paraître sur l'arme nucléaire.

qualité du plutonium formé (étude réalisée par l’auteur de ce livre⁸⁷). Mais ces études montrent que les conséquences de tels remèdes s’avèrent extrêmement pénalisantes en termes économiques ou de sûreté de fonctionnement et qu’il serait totalement déraisonnable d’y recourir.

En ce qui concerne les **COUVERTURES RADIALES** où se forme du plutonium de haute teneur en isotopes fissiles, un moyen radical pour éliminer le risque de prolifération lié à cette production consiste tout simplement à les **SUPPRIMER**. Mais ce faisant, **on sacrifie également l’intérêt majeur de ces couvertures** qui est de parvenir à la **surgénération maximum de matière fissile**. En effet, dans une conception classique de RNR-Na, de type ESFR, le **cœur actif seul** n’est **PAS RÉGÉNÉRATEUR** de plutonium, c’est-à-dire qu’il consomme plus de plutonium qu’il n’en produit. Il faut donc l’entourer de couvertures en uranium appauvri afin de produire le supplément de plutonium qui conduit à la surgénération, caractérisée, rappelons-le, par un **gain de régénération, GR**, supérieur à 1 (voir paragraphe 2.1). Pour illustrer ce phénomène, on indique dans le tableau 11 les valeurs qui correspondent au projet européen de RNR au sodium, l’EFR (European Fast reactor) de 1450 MWe.

Tableau 11 – Bilan en plutonium et gain de régénération pour le RNR-Na EFR-1450 MWe- (Source CEA)

		Cœur	Couverture		TOTAL
			Axiale	Radiale	
Nombre d'assemblages de la recharge * ==>		77	77	26	103
Masse de PLUTONIUM kg	Chargé	1652	0	0	1652
	Déchargé	1517	65	362	1944
	ECART	-135	65	362	292
	GAIN de régénération**	-0,08	0,04	0,22	0,18

* Le nombre total d'assemblages du cœur (avec extrémités servant de couvertures axiales) est de 387. Le nombre total d'assemblages de la couverture radiale est de 78. Chaque rechargement correspond donc au renouvellement de 1/5 ème de cœur

** Il s'agit de la masse de plutonium récupéré ramenée à la masse initiale totale de plutonium chargé

⁸⁷ Neptunium as a Tool for Reducing Proliferation Risks with Plutonium : A Technical Analysis of its Efficiency and its Drawbacks – Dominique Greneche et col. - ICAPP 2006 (Reno – USA) – June, 4-8, 2006

Nous en revenons maintenant au risque de prolifération. On a vu qu'il est extrêmement faible, comme l'est le relâchement massif de produits radioactifs au-delà des limites d'un site nucléaire. Malgré cela, il avait été décidé dans le projet **Astrid** de **supprimer volontairement la couverture radiale** en la remplaçant par des assemblages inertes faisant office de réflecteur de neutrons, privant ainsi ce démonstrateur industriel de 4e génération de son atout majeur qui est de surgénérer du plutonium. Cette faculté unique des RNR constitue pourtant, comme on l'a vu, la clé du développement durable de l'énergie nucléaire permettant de se passer totalement à terme d'uranium naturel. Néanmoins, pour tenter de « sauver la mise », les concepteurs d'Astrid avait mis au point un cœur « presque » isogénérateur, donc « microdurable » (voir figure 4), moyennant tout de même l'introduction de « plaques fertiles » internes à mi-hauteur de cœur et en maintenant des couvertures radiales. On peut légitimement s'interroger sur l'efficacité d'une telle mesure dans l'hypothèse encore une fois très improbable d'un détournement dissimulé d'un ou plusieurs assemblages de combustible (AC). En effet, les obstacles à franchir ne sont pas plus insurmontables pour des AC du cœur que pour des AC des couvertures et une fois l'AC du cœur récupéré, il suffit de le découper « suivant le pointillé » pour repérer le plutonium de bonne qualité qui servira à « faire une bombe atomique » par le fameux oncle bricoleur de Boris Vian. Ajoutons à cela une autre version de ce scénario rocambolesque, qui serait de remplacer subrepticement quelques assemblages du réflecteur inerte par les assemblages contenant de l'uranium naturel en vue de les extraire du cœur plus tard, toujours aussi discrètement, ces assemblages pour récupérer le précieux plutonium qu'ils contiennent dans une petite installation de retraitement construite à l'abri des regards indiscrets dans le pays même où le RNR proliférateur fonctionne. Nous laissons le soin au lecteur d'imaginer la suite de l'histoire.

Pour reprendre encore une fois l'analogie avec la sûreté nucléaire, cette suppression de la couverture radiale s'apparente à la mise en place autour d'un réacteur nucléaire d'une troisième enceinte de confinement enveloppant les deux premières, sachant tout de même qu'elle n'est pas tout à fait étanche ! La mise en place d'une mesure aussi abracadabrantesque ne peut se justifier que par le souci de montrer au monde entier que la France lave plus blanc que blanc, alors que **tous les autres RNR passés, présents ou en projet dans le monde** ont utilisé,

utilisent, ou vont utiliser des couvertures radiales, ce qui permet d'atteindre un **gain de régénération supérieur à 1** et donc d'avoir des réacteurs **SURGÉNÉRATEURS**. Le tableau 12 affiche ces performances. On constate que la France a inventé **le premier « surgénérateur sousgénérateur »**. Comment ne pas être en admiration devant une telle prouesse. Enrico Fermi doit sans doute se retourner dans sa tombe.

Tableau 12 - Gain de régénération des principaux RNR-Na dans le monde

	USA	Russie			Inde	Chine	Japon	GB	France		
	CRBR	BN 350	BN 600	BN 800	PFBR	CFR 600	Monju	PFR	Phénix	SPX	Astrid
Puissance électrique (MWé)	61	52	560	780	500	600	250	234	250	1250	600
Densité de puissance (w/cm3)	380	430	550	450	380	voir note	300	380	406	285	225
Gain de régénération	1,23	1,4	1,3	1,04	1,2	1,1	1,2	1,2	1,15	1,18	0,95

Note - Ce réacteur est entouré d'un certain mystère : voir le site <https://www.spf.org/spf-china-observer/en/eisei/eisei-detail006.html>. Sa construction a commencé en 2017 et il devait diverger en 2023, mais il y a eu aucune annonce officielle de son démarrage. La valeur indiquée ici pour le taux de régénération est tirée de l'article WNA sur les réacteurs à neutrons rapides, <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation>

Pour conclure sur ce risque de prolifération,

À l'issue de cet examen, il apparaît que **les RNR n'augmentent en aucune façon ce risque**, au demeurant très faible, par rapport aux RNL actuels. Pour les RNR-Na c'est même l'inverse du fait de la barrière supplémentaire que constitue le sodium liquide pour les manipulations d'assemblages irradiés. On en est arrivé dans ce domaine à un niveau « aussi bas que raisonnablement possible » pour reprendre la formulation du principe fondamental « ALARA » (acronyme de l'expression anglophone « As Low As Reasonably Achievable ») utilisé dans le domaine de la radioprotection. Les seuls axes de progrès possibles dans ce domaine sont à rechercher dans les améliorations des performances et de la fiabilité des dispositifs existants ou dans le renforcement des procédures et moyens de contrôle, déjà très stricts.

4.4 – Combien ça coûte ?

C'est évidemment une question majeure, même si ce critère n'est pas le seul à prendre en compte pour décider de construire ou non des RNR qui sont un enjeu stratégique pour notre pays.

Une première façon d'estimer le coût d'investissement est simplement de se baser sur le celui du prototype industriel Superphénix, SPX, 1200 MWe, « tel que construit ». Il s'est élevé à 16,94 MdF 1998, hors combustible et hors intérêts intercalaires (coût « overnight »), ce qui fait 3,904 Md€ actualisé en 2023, soit 3250 €/kWe installé. Mais il faut relativiser ce faible coût avec celui du parc nucléaire tel que construit à l'époque. À cet égard, on dispose de chiffres extrêmement précis livrés par la Cour des comptes dans un gros rapport (430 pages) daté de janvier 2012 consacré « aux coûts de la filière nucléaire. On y trouve (page 24) un coût d'investissement total « overnight » de 83,236 Md€ 2010 (comprenant les frais d'ingénierie et charges de réexploitation) pour les 62 510 MWe installés du parc (58 REP) soit 1332 €/kWe 2010 ou encore 1662 €/kWe 2023, donc presque moitié moins que SPX. À noter au passage l'étonnante dérive des coûts d'investissement des réacteurs REP en France depuis l'origine puisqu'on est passé (en chiffres actualisés en 2023) de 1662 €/kWe installé à 5200 €/kWe (EPR2).

Un autre point de comparaison entre les deux types de réacteurs consiste à se référer au coût d'investissement du réacteur Astrid, qui a été estimé à 5 Md€ dans sa version initiale de 600 MWe (rapport OPECST du 8 juillet 2021 page 75) soit 8300 €/kWe installé. Comparativement, on peut citer le chiffre officiel donné par EDF en 2020 pour l'EPR2 optimisé, qui est de 5200 €/kWe installé. Le surcoût des RNR est donc de + 60 %. Mais une telle comparaison est discutable, car Astrid n'était qu'un **prototype industriel** alors que l'EPR2 est supposé être un réacteur « de série ».

Il est clair que de telles estimations ne peuvent fournir tout au plus qu'une borne supérieure du surcoût d'un RNR-Na par rapport à un réacteur à eau pressurisée de type EPR. Pour avoir une idée plus précise de ce surcoût, on peut se référer au document récent de la SFEN qui présente

une synthèse sur les coûts de l'électricité nucléaire⁸⁸, dans lequel il est écrit (page 77) : « *Les résultats des estimations actuelles du CEA et d'EDF sont que **le coût de construction de ces réacteurs (les RNR), pour une taille de 1000 à 1500 MW, pourrait être de 30% supérieur à celui des réacteurs à eau*** ».

Toutefois, la réoptimisation des RNR offre des potentiels de gains économiques plus larges que les réacteurs à eau, du fait de leur moindre avancement dans le cycle de l'innovation et le cycle de vie technique, sans oublier les gains possibles dans le domaine du contrôle en service et de la maintenance du fait de l'absence de pression dans les tuyauteries et enceintes métalliques du circuit primaire (dont la cuve principale).

Pour une estimation plus précise du coût d'investissement d'un RNR-Na, on dispose d'une étude extrêmement fouillée réalisée par le laboratoire national d'Idaho, INL, publiée très récemment (janvier 2024) [14]. Le RNR-Na de référence pour cette étude est le SMR conçu par GE-Hitachi, appelé PRISM de 165 MWe⁸⁹, mais les méthodes de chiffrage pour les différents postes de dépenses (pas moins de 89 rubriques !) permettent d'extrapoler les coûts pour des réacteurs de plus grandes puissances, allant jusqu'à 3100 Mwe pour 10 modules installés. Les grandes catégories de postes considérées sont :

- Préconstruction : site, licensing, études, etc.
- Construction : structures, réacteur (NSSS), système de production d'énergie, simulateur, travaux divers.
- Coûts indirects : test, bâtiments auxiliaires, etc.
- Dépenses de personnel
- Coût du cœur initial et Frais divers (taxes, assurances, pièces de rechange, provisions de démantèlement ...)

Par ailleurs, l'étude distingue les coûts associés à différentes étapes de développement d'un parc nucléaire, désignée par FOAK (First Of A Kind

⁸⁸ <https://www.sfen.org/wp-content/uploads/2022/12/Note-de-competitivite-V2.pdf>

⁸⁹ PRISM – A competitive small modular sodium-cooled reactor – Nuclear Technology Vol 178 – Mai 2012

= tête de série), NOAK (Nth Of A Kind = série), BOAK (Between FOAK et NOAK, que l'on peut traduire pas « début de série »).

Les résultats sont présentés sur le tableau 13, pour des réacteurs de début de série (BOAK).

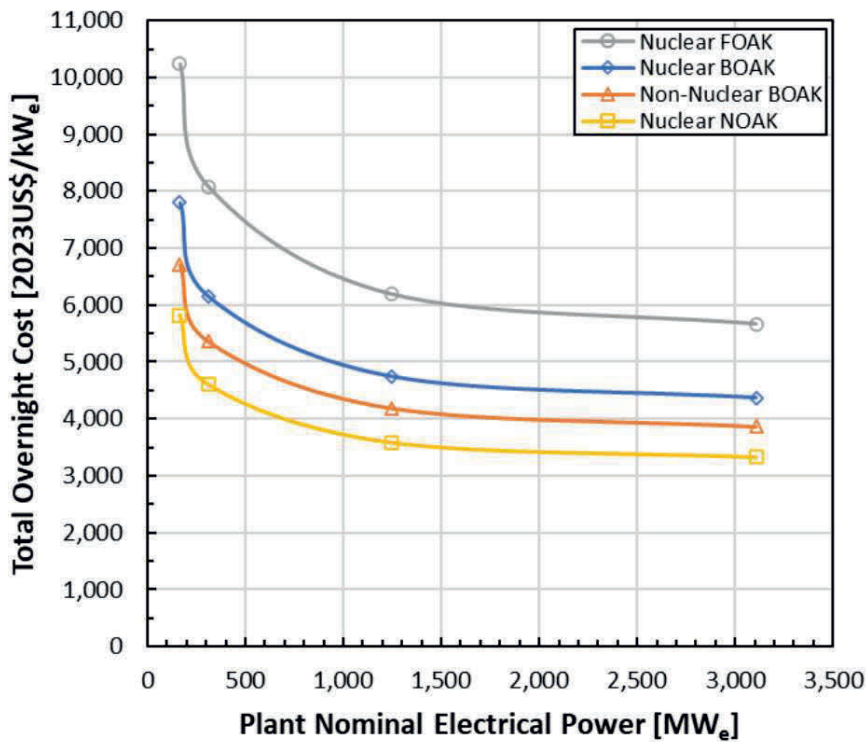
Tableau 13 – Coûts de construction et coûts de production électrique d'un ou plusieurs modules du RNR-Na PRISM (pour un début de série BOAK)*

Puissance totale de l'installation - Mwé	165	311	1243	3108
Puissance nominale par groupe de modules - Mwé	165	311	622	622
Nombre de groupes de modules par réacteur	1	1	2	5
Nombre total de modules dans l'installation	1	2	4	10
Coût overnight en \$ 2022 / kWé	9301	7333	5659	5209
Coût de production de l'électricité en \$ / Mwhé	130,8	100,78	79,83	75,09

* Note sur le tableau 13 : les coûts overnight sont donnés sur le tableau 24 page 39 du rapport [14] et les coûts de production sont donnés sur le tableau 26 page 40 – Pour ce qui concerne le coût de production, le taux d'actualisation adopté est de 5 % (page 102 du rapport)

On note immédiatement les gains apportés par les effets de série. Ces gains sont illustrés par la fig. 13

Figure 13 - Coûts unitaires overnight (en \$ 2023 /kWe) en fonction de la puissance du réacteur

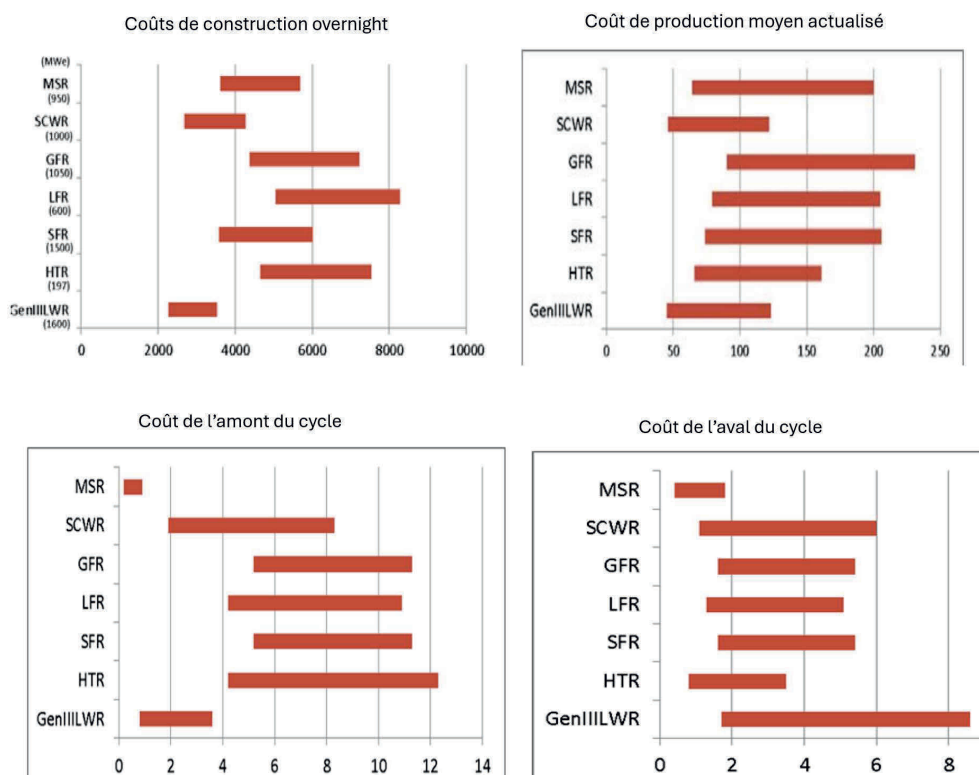


L'enseignement le plus notable que l'on tire du tableau 13 est que la valeur indiquée pour **un RNR-Na** de 1243 MWe (composé de 4 modules de 311 MWe), soit 5659 \$/kWe = 6020 €/kWe (en prenant 1 \$ = 0.94 €), n'est que de **15 % supérieure à celle de l'EPR2 optimisé**, qui est de 5200 €/kWe installé. Ce surcoût est encore nettement moindre si on se réfère à la valeur du coût overnight indiquée dans le rapport pour un REP dont la puissance est du même ordre (1144 MWe) que celle d'un RNR-Na (1243 MWe) : 5469 \$/kWe pour le REP contre 5659 \$/kWe pour le RNR-Na (tableau N° 90, page 110), soit seulement **+ 3,5 %**. Notons enfin que le coût de production indiqué en dernière ligne du tableau pour une puissance de 1243 MWe est de 79,83 \$/MWhe, soit 75 €/MWhe pour un taux d'actualisation de 5 %, ce que l'on peut comparer au coût de production actualisé pour un EPR2, qui se situe autour de 70 €/MWhe pour ce même taux de 5 %. Sur cette base de comparaison, on constate donc que **le**

surcoût de production électrique d'un RNR-Na se situe autour de 7 % par rapport à un REP.

Pour compléter cette analyse, on peut se référer aux études économiques menées par le groupe spécialisé du GIF, EMWG (Economic Modeling Working Group). Le document⁹⁰ fournit une synthèse des résultats obtenus à l'aide de la méthode d'évaluation (très élaborée)⁹¹ développée par ce groupe pour évaluer les coûts des 6 systèmes Gen IV retenus par le GIF, parmi lesquels figurent le RNR-Na (SFR = Sodium Fast Reactor). Les résultats sont affichés sur la figure 14 sous forme de plage de variation des coûts exprimés en dollars 2009 par kWe installé.

Figure 14 - Plage de variation du coût des 6 systèmes Gen IV – En \$ 2009 /kWe installé



⁹⁰ https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_110680/proceedings-gif-symposium-2012-aliiki?details=true

⁹¹ Estimating cost of Gen IV systems – GIF – 25 octobre 2017

Ces graphiques appellent plusieurs commentaires.

- On constate une très large plage de variation des coûts (jusqu'à un facteur 3), ce qui n'est pas surprenant compte tenu de l'étendue des choix possibles au niveau des paramètres introduits dans les modèles. Cette grande diversité des hypothèses de calculs résulte notamment du fait qu'il s'agit d'évaluations internationales, ce qui implique de facto une grande disparité des conditions et des pratiques économiques propres à chacun des 13 pays membres du GIF.
- L'intérêt de ces résultats réside donc dans les comparaisons relatives entre les 6 systèmes. De ce point de vue, on observe un avantage assez net des RNR-Na (SFR) parmi les 3 types de RNR à combustible solide pour ce qui concerne le coût de construction overnight. Cet avantage subsiste au niveau des coûts de production, mais il est moins prononcé.
- En ce qui concerne l'amont du cycle on peut être surpris par le coût nettement plus élevé des RNR à combustible solide par rapport à celui des REP, alors que l'on s'attend à une conclusion inverse du fait que pour ces RNR la composante uranium enrichi (= achat d'uranium naturel + enrichissement) disparaît. L'analyse des chiffres montre en fait que ce résultat étonnant provient du fait que le combustible MOX est beaucoup plus cher à fabriquer que celui des combustibles à uranium enrichi utilisé dans les REP. Nous revenons sur ce point ci-après, mais on voit apparaître ici l'énorme avantage des RSF (MSR) sur ce poste puisqu'ils éliminent de fait cette composante de coût (seul le coût de fabrication du sel lui-même est à prendre en compte).
- Inversement, on peut s'étonner que le coût aval du cycle (transport et retraitement) des RNR soit assez nettement inférieur à celui des REP alors que ces opérations sont techniquement plus complexes pour les RNR que pour les REP du simple fait que les combustibles

usés des RNR sont beaucoup plus chauds que ceux des REP et que leur teneur en plutonium est beaucoup plus élevée (typiquement 10 à 20 fois plus). Cela s'explique par le fait que pour une même production d'énergie, les masses de combustible à transporter et à retraiter sont 2 à 3 fois moindres pour les RNR que pour les REP puisque les taux de combustion (énergie produite par unité de masse) des combustibles RNR sont 2 à 3 fois plus élevés pour les RNR que pour les REP et que la densité de puissance des RNR est 3 à 4 fois supérieure à celle des REP. On notera au passage que, là encore, le grand avantage des RSF sur ce plan du fait du retraitement « en ligne » du combustible (par lot ou en continu).

Pour illustrer ces profondes différences entre RNR et REP sur les coûts amont et aval du cycle du combustible, on peut se référer à un calcul réalisé en 2007, par AREVA, qui compare le combustible de l'EPR avec celui de l'EFR (European Fast Reactor), avec les hypothèses suivantes :

- Ratio RNR /REP pour le coût unitaire de fabrication des assemblages de combustible : 7,3 (1970 €/kg M.L. contre 270 €/kg M.L. (M.L. = Métal Lourd)
- Ratio RNR /REP pour le coût unitaire de retraitement des combustibles usés : 2,6 (1170 €/kg M.L. contre 450 €/kg M.L.)
- Taux de combustion : 60 GWj/t pour les REP et 140 GWj/t pour les RNR
- Les coûts d'approvisionnement en uranium enrichi pour les REP sont de 52 €/kgUnat, 6 €/kgUnat pour la conversion et 85 €/UTS pour l'enrichissement.

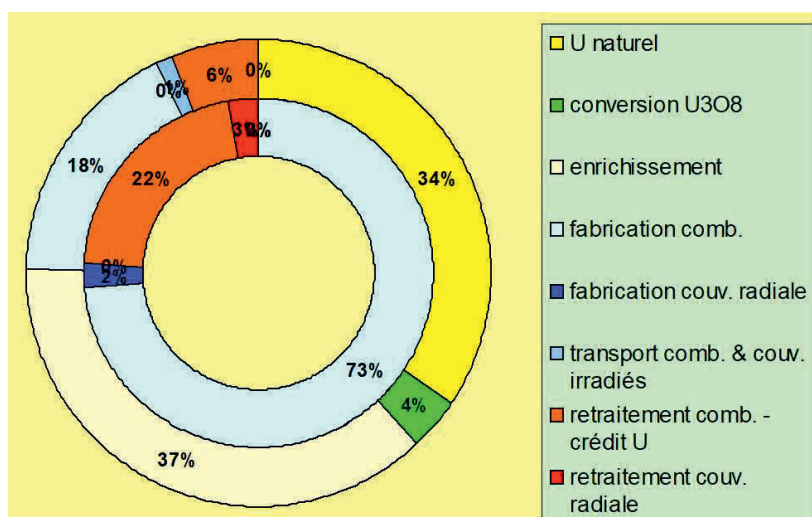
Les résultats sont donnés sur le tableau 14.

Tableau 14 – Comparaison des coûts du cycle du combustible amont et aval pour le RNR-Na ESFR et le REP EPR (valeurs en €/MWh_e)

	Actualisation 5%		Actualisation 8%		Actualisation 11%	
	EFR	EPR	EFR	EPR	EFR	EPR
Achat de l'U naturel	–	1,35	–	1,54	–	1,74
Conversion	–	0,15	–	0,17	–	0,20
Enrichissement	–	1,48	–	1,66	–	1,86
Fabrication combustible	2,44	0,71	2,77	0,79	3,12	0,87
Fabrication couv. radiale	0,07	–	0,08	–	0,09	–
Transport combustible et couverture irradiés	–	0,05	–	0,04	–	0,03
Retraitement combustible	0,93	0,48	0,81	0,32	0,71	0,22
Retraitement couv. radiale	0,12	–	0,10	–	0,08	–
Crédits uranium		-0,05		-0,04		-0,03
Total cycle du comb.	3,55	4,16	3,75	4,48	4,00	4,90

La figure 15 illustre la structure de ces coûts de cycle dans l'exemple du taux d'actualisation de 8 %.

Figure 15 – Part de chaque poste de coût de cycle du combustible pour EPR (cercle extérieur) et RNR-Na (cercle intérieur)



On constate bien que les structures de coût de cycle du combustible sont totalement différentes entre un réacteur de type RNR-Na et un réacteur à eau pressurisée de type EPR.

Au total, il apparaît que **le coût du cycle du combustible des RNR-Na est environ 20 % moins élevé que celui des REP.**

CONCLUSION

Le premier constat issu de ces chiffres est que le **SURCOÛT de production électrique d'un RNR-Na avec son cycle du combustible par rapport à un REP se situe tout au plus à 20 %.**

Cet écart ne peut que diminuer dans le temps grâce aux marges de progrès dans la conception et l'optimisation qui subsistent pour les RNR, mais qui sont forcément restreintes pour les REP, dont les premiers ont été conçus au début des années 1960, et qui bénéficient d'un retour d'expérience considérable. De plus **il est très probable que le prix de l'uranium naturel va s'accroître** à l'avenir compte tenu du fait que les gisements à bas coût d'extraction ont été déjà exploités en grande partie. Sauf exception, Il faudra donc payer l'uranium de plus en plus cher pour exploiter des minerais de teneur de plus en plus faible ou pour aller le chercher dans des gisements de plus en plus difficiles d'accès. Par ailleurs, si l'énergie nucléaire se développe dans le monde à un rythme soutenu tel que le prévoient les grands organismes internationaux, même dans leurs scénarios les plus prudents, la demande mondiale en uranium naturel va mécaniquement s'accroître, ce qui risque d'engendrer des tensions sur les marchés. Il convient donc d'anticiper au plus tôt ces événements pour assurer un avenir qui soit à la mesure d'enjeux énergétiques et géostratégiques qui ne sont pas quantifiables. Soulignons sur ce dernier point le **risque prégnant de pénurie d'uranium pour la France** du fait de **l'appétit croissant de ces ressources de la part de pays comme la Chine ou même la Russie** en cas de tensions sur ce marché. En effet, ces pays ne manqueront pas alors de mener des actions visant à **accaparer le maximum de ressources mondiales en uranium**, y compris par des moyens illégaux

ou des pressions politiques sournoises. De plus, des considérations à caractère purement géopolitique peuvent également impacter nos approvisionnements en uranium en provenance de certains pays. En témoigne l'exemple très récent (juin 2024) de la décision de la junte militaire au pouvoir au Niger de nous évincer du projet minier d'Imouraren (gisement découvert par le CEA en 1966 !), dans lequel ORANO avait pourtant une participation majoritaire, et qui est considéré comme l'un des gisements les plus importants du monde avec un potentiel de réserve supérieur à 200 000 tonnes d'uranium. Les proches de ce dossier pensent que la Russie n'est certainement pas étrangère à cette décision.

Dans ces conditions, prendre pour seul critère de décision, le surcoût de construction des RNR, au demeurant modeste, pour décider ou non d'investir dès maintenant dans la réalisation d'un prototype de réacteur relève d'une vision courttermiste et étriquée de notre futur énergétique. **Notre pays a besoin de STRATÈGES**, pas de chefs comptables.

5 – Les RNR : quand ?

5.1 – Les ressources en uranium naturel : pour combien de temps ?

C'est évidemment la question fondamentale qui mérite une réponse aussi étayée que possible au vu des données du moment et des perspectives de développement de l'énergie nucléaire les plus crédibles. En pratique, les données du problème dépendent des hypothèses faites sur :

1. Les ressources connues ou probables, voire spéculatives, qui sont fonction de leur coût d'extraction
2. Les scénarios de développement de l'énergie nucléaire

5.1.1 – Ressources conventionnelles en uranium : état des lieux

Comme pour la plupart des ressources minérales sur la planète, celles qui concernent l'uranium font l'objet d'estimations qui peuvent être assez disparates, voire contradictoires, selon le sens que l'on veut donner au résultat recherché. En d'autres termes, pour des minéraux stratégiques, certains cherchent à arborer l'abondance alors que d'autres visent au contraire à montrer qu'il n'y en a plus pour longtemps.

C'est le cas de l'uranium, pour lequel il existe pourtant une **source de données** majoritairement (mais pas unanimement) reconnue comme **crédibles** par la communauté internationale, à savoir celles qui sont fournies conjointement par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et l'agence de l'énergie nucléaire, l'AEN qui dépend de l'OCDE. Ces données sont publiées tous les deux ans dans un ouvrage communément appelé « Livre rouge » élaboré par un groupe de travail international connu sous le nom de « uranium group », UG, créé au milieu des années 1960. Ce groupe compte une cinquantaine de membres issus de 40 pays, qui sont

officiellement nommés par une autorité nationale et qui comprennent divers représentants gouvernementaux, fonctionnaires, décideurs, analystes, géologues, ingénieurs, mineurs, économistes, acheteurs de combustible et autres professionnels de l'uranium. Ce « Red book » est donc un ouvrage de référence essentiel qui présente un profil statistique de l'industrie mondiale de l'uranium, y compris des données sur l'exploration actuelle et prévue de l'uranium, les ressources, la production, la demande et les stocks d'uranium, ainsi que des rapports détaillés par pays contenant des informations sur les plans de développement minier, les aspects environnementaux et sociaux de l'extraction de l'uranium, ainsi que les réglementations et politiques nationales l'extraction de l'uranium. Certains travaux de ce groupe essaient d'estimer, ou de fournir une méthode pour estimer l'uranium dit "secondaire" (stocks remis sur le marché, uranium récupérable dans les résidus miniers, etc.) et l'uranium non encore découvert. Le processus d'élaboration de ces données concernant les ressources en uranium s'appuie sur l'analyse des réponses apportées par les experts de chaque pays membre, parfois aidés de consultants extérieurs. Pour certains pays où il n'y a pas de données suffisantes, les producteurs implantés dans ces pays peuvent fournir des données complémentaires. Toutes les données recueillies sont validées par un comité directeur qui comprend des représentants des grands pays producteurs.

Les données concernant les ressources en uranium sont classées en trois grandes catégories selon le degré de certitude que l'on attribue à la connaissance des quantités estimées : « identifiées », « probables » et « pronostiquées ». Cette troisième catégorie rassemble des ressources non découvertes pour lesquelles il existe simplement des indices de leur présence réelle. Les quantités estimées dans chacune de ces trois catégories sont réparties en fonction de leur coût d'extraction supposé. Nous avons rassemblé dans le tableau 15 les estimations publiées dans la dernière version du Livre rouge éditée en 2022.

Tableau 15 - Ressources en uranium estimées dans le Livre rouge publié en 2022 (milliers de tonnes)

Coût d'extraction en \$/KgU	IDENTIFIÉES OU PROBABLES			NON DÉCOUVERTES (pronostiquées) "inferred" (2)	TOTAL (1) + (2)
	Identifiées	Raisonnement assurées (RAR)	TOTAL (1)		
< 260	8070	4723	12793	3346	16139
< 130	6150	3791	9941	2356	12297
< 80	2008	1244	3252	764	4016
< 40	1080	745	1825	336	2161

Le chiffre principal à retenir dans ce tableau est que **les ressources identifiées ou probables en uranium s'élèvent aujourd'hui à 12,8 millions de tonnes**. Si on y ajoute des ressources non encore découvertes, mais dont on suppose l'existence (3,36 millions de tonnes, avant-dernière colonne du tableau), on arrive à un total de ressources de l'ordre de **16 millions de tonnes**.

Au-delà de cette publication, il convient d'évoquer le récent symposium international organisé par l'AIEA en mai 2023 sur le thème général des matières premières associées au cycle du combustible nucléaire, mais focalisé essentiellement sur l'uranium⁹².

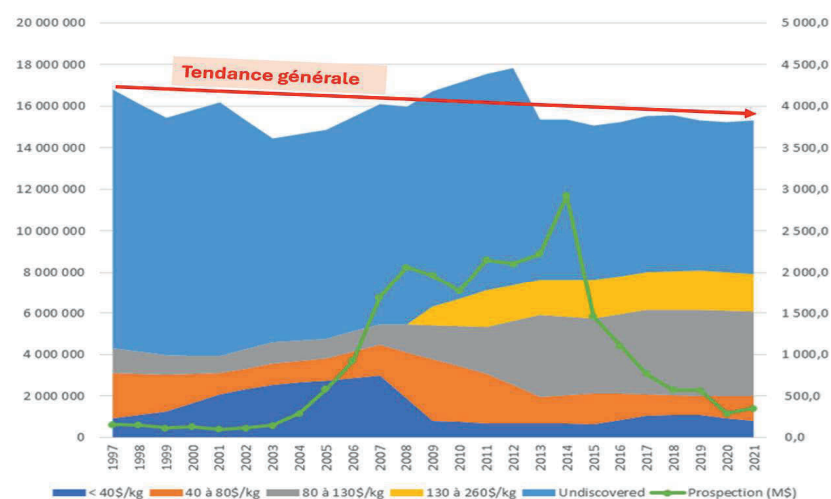
Il s'agit d'un forum d'échange d'informations, d'analyses et de conseils sur le marché de l'uranium et sur son rôle et sa relation avec le cycle mondial du combustible nucléaire et l'énergie en général. Il constitue une plateforme de dialogue et de coopération entre les gouvernements, l'industrie et les autres parties prenantes sur ces questions. Cet événement a réuni plus de 250 participants et environ 120 observateurs, provenant de 63 pays et de 3 organisations internationales. Ces discussions ont confirmé les prévisions d'augmentation significative de la demande d'uranium dans les années à venir et donc le besoin d'investissement pour améliorer la prospection et mettre au point des méthodes d'extraction rentables et la nécessité de mettre en place des programmes de recherches et des

⁹² Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Innovation for Sustaining Future Resources and Production (URAM-2023) - Proceedings of an International Symposium Vienna, Austria, 8–12 May 2023

innovations techniques visant à récupérer l'uranium dans les gisements à faible teneur en uranium. Cela étant, **aucune annonce n'a été faite sur des découvertes exceptionnelles récentes qui remettraient fondamentalement en cause les estimations actuelles du Livre rouge.**

D'ailleurs, cette constatation ne fait que confirmer ce qui est observé **depuis 25 ans** au moins, à savoir une **stagnation de la totalité des ressources conventionnelles en uranium** dans les trois catégories évoquées plus haut, autour de **15 millions de tonnes**, et cela malgré les très gros efforts de prospection déployés pendant 10 ans entre 2005 et 2015. Ce phénomène est bien illustré sur la figure 16 à partir des données fournies par le groupe uranium de l'AIEA. On constate que le pic d'investissements miniers entre 2005 et 2015 (courbe verte, échelle de droite) a conduit à transformer des ressources non découvertes en ressources identifiées, mais pas à trouver de nouveaux gisements. On observe par ailleurs que le cumul des ressources identifiées et non découvertes qui était de 16,8 MtU en 1997 redescend à 15,3 MtU en 2021, soit une diminution de 1,5 MtU, ce qui correspond à peu près à la consommation cumulée du parc nucléaire mondial de réacteurs nucléaires sur cette même période. Autrement dit, force est de constater **qu'aucune ressource nouvelle d'uranium, identifiée ou supposée, n'a été découverte depuis 1997.**

Figure 16 – Évolution depuis 1997 des ressources en uranium estimées par l'AIEA dans toutes les catégories



Note : l'échelle de gauche indique des valeurs absolues en t d'U, celle de droite les dépenses mondiales de prospection en millions de dollars (courbe verte)

Cet état de fait conjugué aux perspectives de développement accru de la production d'énergie d'origine nucléaire dans le monde, apparu depuis quelques années, conduit inévitablement à une hausse très marquée du prix moyen de marché de l'uranium qui est observé depuis 4 à 5 ans, comme l'illustre la figure 17. On constate sur cette figure qu'après sa lente chute enregistrée depuis 2011 (année de l'accident de Fukushima) jusqu'en 2017 (53 \$/kgU au plus bas) celui-ci est passé aujourd'hui à 230 \$/kgU en mars 2024, s'approchant ainsi de la borne supérieure du prix auquel l'AIEA se réfère pour estimer les ressources (260 \$/kgU = 100 \$/l U3O8). **Le prix de l'uranium a donc quadruplé en l'espace de 5 ans** et, sauf évènement géopolitique majeur totalement imprévisible, il est peu probable que ce prix de l'uranium rechute massivement à l'avenir. Pourtant, certains responsables s'obstinent à penser qu'il s'agit d'une flambée passagère, comme ce fut le cas en 2007. Mais la situation actuelle est totalement différente de celle qui prévalait à l'époque, tout simplement parce que l'on prévoyait alors un véritable « boom » nucléaire dans le monde, qui ne s'est pas du tout produit, puisqu'au contraire les nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ont stagné. Mauvaise pioche, comme on le dit familièrement.

Figure 17 – Évolution du prix de l'uranium depuis l'année 2000.



En conclusion sur ce point, il apparaît que la tendance générale observée sur l'uranium naturel est que toutes les ressources conventionnelles identifiées ou supposées présentes dans les sous-sols diminuent depuis 25 ans et que le prix de marché augmente depuis environ 5 ans. Il n'existe aucun signe probant de renversement majeur de ces tendances générales dans un avenir prévisible.

5.1.2 - Scénarios de développement de l'énergie nucléaire

Le deuxième paramètre à prendre en compte pour estimer la durabilité des ressources en uranium est évidemment le scénario de développement de l'énergie nucléaire à prendre en compte, pour lequel il faut formuler les hypothèses les plus crédibles possibles.

Avant d'examiner les scénarios envisagés aujourd'hui pour la France et dans le monde, il convient de préciser que dans un réacteur à eau légère (pressurisée ou bouillante), REL, chargé uniquement en combustible à uranium enrichi (ce qui est le cas de la quasi-totalité des REL dans le monde⁹³), cette consommation moyenne est d'environ **20 à 22 tonnes d'Unat par TWhe**. Ce chiffre varie en fonction du niveau moyen d'enrichissement de rejet des usines d'enrichissement de l'uranium (autour de 0,25 % actuellement), et selon les différents types de réacteur (notamment selon leur rendement électrique) et des modes de gestion du combustible mis en œuvre (fractionnement du cœur, enrichissement initial, taux de combustion). Comme ces REL représentent 90 % du parc nucléaire mondial,⁹⁴ on peut se baser sur une cette fourchette de valeurs pour évaluer les consommations d'Unat pour une production donnée d'électricité nucléaire, d'autant plus que sur les 58 réacteurs en construction dans le monde au 31/12/2022, 49 sont des REP, 2 des REB (au Japon), totalisant 93,5 % de la puissance mondiale en cours de construction (les 7 autres réacteurs sont 3 réacteurs à eau lourde en Inde et 4 RNR : 2 en Chine, 1 en Inde et 1 en Russie).

Note – Pour vérifier la cohérence de ces chiffres, il suffit de se rappeler ceux qui sont indiqués au paragraphe 2.2 concernant le taux d'utilisation de l'uranium dans les REP actuels. En effet, en prenant la valeur moyenne de 21 tonnes d'Unat par TWhe, on calcule immédiatement que cela correspond à 149 kg d'U 235. Or, pour obtenir une énergie de 1 GWe-an = 8,76 TWhe on a vu qu'il fallait fissionner 1155 kg d'U 235 (note de bas de page), soit 132 kg

⁹³ Selon le Livre rouge édité en 2020, 29 réacteurs dans le monde étaient chargés avec du combustible MOX sur un total de 450 réacteurs au 1/1/2019 (tableau page 76)

⁹⁴ Source : AIEA – Nuclear power plants in the world – 2023 – REP = 289144 MWe ; REB = 44056 Mwe; Total parc mondial : 370991 MWe

par TWhe. Cela veut dire qu'un REP utilise $0,711 \times (132/149) = 0,63$ % de l'Unat. Ce chiffre se situe bien dans la fourchette indiquée au paragraphe 2.2 (entre 0,6 % et 0,7 %).

Pour ce qui concerne la France, les hypothèses de développement du nucléaire peuvent être regroupées en deux catégories :

1. Extinction progressive
2. Croissance selon des rythmes et des chroniques à définir

La première hypothèse relève d'une politique qui considère le nucléaire comme une énergie de transition, voire une source d'énergie dont il faut s'affranchir le plus rapidement possible. Rappelons à cet égard que l'objectif de réduction de la part du nucléaire de 75% à 50% dans la production d'électricité avait été introduit en 2015 dans la LTECV⁹⁵. La date inscrite explicitement dans cette loi pour cette réduction était l'année 2025!

Cet objectif purement politique a été rapidement jugé inatteignable, et une loi rectificative dite « énergie-climat »⁹⁶ reportait de 2025 à 2035 cette échéance. Ce n'est que récemment (22 juin 2022) que cet objectif totalement arbitraire a été définitivement supprimé via la loi dite accélération du nucléaire » relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires et au fonctionnement des installations existantes. De plus, le plafond de capacité maximale totale par nucléaire français, fixé initialement à 63,2 GWe par la LTECV a été aussi supprimé. Reste que certains « responsables » politiques persévèrent dans l'idée d'une cessation à terme de la production d'énergie nucléaire, mais ce n'est pas le lieu ici de discuter plus avant du bien-fondé de ces défenses, qui de toute façon rendent inutile le propos de ce livre. Le lecteur imprégné par ce précepte pourra donc abandonner ici la lecture de ce livre.

La deuxième hypothèse conduit de facto à une consommation constante ou croissante d'uranium naturel (Unat). Pour la France, elle devrait normalement s'élever à 8400 tonnes en 2023 (= 400 x 21). En fait, cette consommation réelle est seulement de 7400 tonnes par an pour 400

⁹⁵ loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015, n°2015-992 du 17 août 2015

⁹⁶ loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat – Article premier

TWhe de production d'électricité nucléaire, grâce au monorecyclage du plutonium à son niveau actuel (qui économise environ 12 % d'uranium naturel). La valeur déclarée à l'AIEA pour le Livre rouge édité en 2020 est d'ailleurs très proche de ce chiffre : 7370 tonnes (tableau 2.1 page 76). Signalons au passage que le recyclage de l'uranium issu du retraitement des combustibles usés (URT) après réenrichissement (URE) rajoute une économie du même ordre. Ce recyclage de l'URT initié en 1994 avait été suspendu en 2013 du fait de la chute du prix de l'Unat (figure 17), mais il a été décidé en 2018 de reprendre cette opération du fait du renversement de tendance du marché de l'uranium évoqué plus haut. Le premier lot de combustible fabriqué avec de l'URE a été chargé dans la tranche 2 de la centrale de Cruas-Meysses le 5 février 2024, et EDF prévoit d'augmenter ce recyclage de l'URT jusqu'à atteindre un recyclage dans les 4 réacteurs du site, permettant une économie de 10 % à 15 % d'Unat.

Au niveau mondial, la consommation d'Unat se situe à environ 60 000 tonnes par an, comme l'indique d'ailleurs le Livre rouge édité en 2020 : 59 200 tonnes pour 2019.

Note - On peut vérifier au passage que ce chiffre est très proche de la valeur que l'on peut calculer en sachant que la production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde a été de 2657 TWhe en 2019 : $22 \text{ t/TWhe} * 2657 \text{ TWhe} = 58500 \text{ tonnes}$.

Pour l'année écoulée (2023) les chiffres s'établissent de la façon suivante :

- Le total des réacteurs opérationnels est de 442 (dont 25 « suspendus »), pour une puissance installée de 396,8 GWe (base de données PRIS de l'AIEA, fin avril 2024) et une production totale d'électricité de 2546 TWhe
- La consommation mondiale d'Unat est d'environ 60 000 tonnes⁹⁷

⁹⁷ Les données disponibles n'indiquent jamais la quantité réelle d'uranium naturel (Unat) qui sert effectivement à alimenter les réacteurs nucléaires, car au-delà de ces quantités nécessaires au fonctionnement de leurs réacteurs, les exploitants utilisent un stock variable d'Unat qu'ils utilisent en fonction de leur stratégie de gestion de l'Unat, ce qui les conduit soit à acheter sur le marché des quantités permettant d'augmenter ce

Partant de ces chiffres, on peut procéder à une première estimation, certes rudimentaire, mais qui permet de fixer un premier ordre de grandeur de la durabilité des ressources en uranium naturel telles qu'elles sont identifiées dans le Livre rouge de 2020. Cette démarche consiste à prendre une hypothèse de taux de croissance linéaire du parc mondial et à rechercher à quelle date seront épuisées les ressources identifiées ou probables indiquées dans le tableau 15, à savoir 12,8 MtU à un coût < 260 \$/kgU, que l'on désigne ici par **RUnat**. Pour les besoins de ce livre, nous avons réalisé ces calculs en prenant trois taux de croissance moyens annuels du parc, noté ici **Tx** : 1 %, 2 % et 3 %. Les résultats sont indiqués sur les trois premières lignes du tableau 16. On constate que les **réserves RUnat seraient entièrement consommées au tournant de ce siècle, ou au début du siècle prochain**, même en cas de croissance modeste du parc (Tx de l'ordre du pour cent). De plus, si on suppose une durée de vie des réacteurs nucléaires d'environ 60 ans, **il sera risqué de construire de nouveaux réacteurs au-delà du milieu de ce siècle en ayant la crainte de ne pas pouvoir les alimenter en combustible à des coûts raisonnables jusqu'à la fin de leur exploitation** (voir dernière colonne du tableau 16).

Face à ces perspectives préoccupantes, nous avons recherché des études de scénarios de développement de l'énergie nucléaire mieux étayés que ces extrapolations simplistes. On a ainsi recensé les 6 scénarios tirés des travaux réalisés par des organismes internationaux que l'on peut considérer comme compétents. Les résultats figurent dans le tableau 16.

Parmi toutes ces études, celle qui apparaît comme la plus circonstanciée est celle du Conseil mondial de l'énergie, CME (World Energy Council, WEC), publiée en 2013⁹⁸, du fait de ses analyses très fouillées du contexte énergétique par grandes régions du monde, sous tous ses aspects, y compris sociaux et politiques. Ces travaux sont basés sur une approche ascendante unique et originale, s'appuyant sur le réseau étendu des 93 comités membres du CME et de ses 93 comités et 3 000

stock de précaution ou au contraire à prélever sur ces stocks pour fabriquer un complément de combustible dont ils ont besoin.

⁹⁸ World Energy Scenarios - Composing energy futures to 2050 - Project Partner Paul Scherrer Institute (PSI), Switzerland - 2013

organisations membres dans le monde. Les scénarios énergétiques jusqu'à l'horizon 2050 ont été élaborés par une approche sectorielle et régionale qui permet de fournir des projections prenant en compte toutes les diversités possibles en matière de sources d'énergie, de technologies, d'instruments politiques et de gouvernance, de stratégies d'investissements et de comportement sociaux. Le CME a ainsi identifié deux grandes catégories de trajectoires, baptisées « Symphonie » et « Jazz », qui ont été déclinées en une série de huit scénarios régionaux affinés et analysés en fonction de trois grands critères que sont la sécurité énergétique, l'équité énergétique et la durabilité environnementale.

Ces deux trajectoires s'inscrivent dans des perspectives très contrastées :

1. Symphonie anticipe un monde dominé par des instances de gouvernance qui mènent des actions coordonnées et qui favorise les coopérations internationales diverses focalisées sur la durabilité environnementale et la sécurité énergétique par le biais de politiques et de pratiques coordonnées à l'échelle internationale (approche dite « top down »). D'où l'analogie avec un orchestre symphonique dirigé par un chef où chaque musicien se doit de jouer la partition imposée par le compositeur. Symphonie s'inscrit donc dans un processus de croissance plus raisonné dans lequel certains types d'énergie à faible teneur en carbone (dont le nucléaire) sont activement promus par les gouvernements. Les principaux acteurs sont ici les gouvernements, le secteur public, les ONG et les citoyens soucieux de l'environnement.
2. Jazz augure d'un monde plus flexible basé sur des décisions individuelles des grands acteurs et qui fonctionne dans un contexte de marchés décentralisés. D'où l'analogie avec un orchestre de jazz, sans chef bien identifié, qui laisse place à des improvisations parfois incitées par les réactions du public. Jazz met l'accent sur l'équité énergétique en donnant la priorité à l'accès individuel à l'énergie et le caractère abordable de celle-ci grâce à la croissance économique. En l'absence d'engagements internationaux, la palette énergétique évolue alors à partir de la base vers le sommet (approche dite « bottom up »), avec de faibles contraintes environnementales, où

les différentes sources d'énergie se concurrencent sur la base du prix et de la disponibilité. Les principaux acteurs sont les sociétés multinationales, les banques, les investisseurs en capital-risque, et les consommateurs.

Le CME a structuré son analyse en identifiant tout d'abord 116 facteurs qui affecteront le paysage énergétique mondial jusqu'en 2050. Ces facteurs ont été réduits à 29 questions clés qui auront un impact sur le développement énergétique jusqu'en 2050, et 15 groupes clés ont été identifiés qui ont ensuite été utilisés pour dériver les deux espaces ou scénarios futurs. Il ne s'agit donc pas d'une approche normative qui vise à conduire le monde vers un objectif spécifique, tel qu'un niveau particulier de CO₂ dans l'atmosphère, mais d'élaborer des scénarios exploratoires visant à fournir aux décideurs un outil qu'ils pourront utiliser pour mesurer l'impact à long terme de leurs décisions. Soulignons ici que **dans la trajectoire Jazz, la contribution de l'énergie nucléaire à l'approvisionnement total en énergie primaire au niveau mondial en 2050 est limitée à 4 %, soit 6,11 % de la production électrique alors que dans la trajectoire Symphonie elle s'élève à 11 % soit 14,50 % de la production électrique.** Précisons néanmoins que dans Jazz, on s'attend à ce que la production mondiale d'électricité atteigne 53 650 TWhe en 2050 alors que dans Symphonie elle s'établit à 47 920 TWhe en 2050. Rappelons qu'en 2022, la part du nucléaire dans la production électrique mondiale (28 660 TWhe) était de 9,2 % (2632 TWhe).

Tableau 16 – Dates d'épuisement des ressources naturelles conventionnelles d'uranium naturel identifiées ou raisonnablement assurées à un coût d'extraction inférieur à 260 \$/kgU, telles qu'elles sont estimées aujourd'hui par l'AIEA-OCDE (12,8 MtU)

Production mondiale d'électricité d'origine nucléaire en Twhé - Prévisions d'évolution selon différents scénarios (les chiffres en italique non gras sont des interpolations ou des extrapolations linéaires)						Uranium naturel consommé ou engagé (MT)	
Source de données pour les scénarios	Années				Taux décroissance linéaire %	Date d'épuisement des 12,8 MT : voir note 1	Date de début d'uranium engagé : voir note 2
	2030	2040	2050	2100			
CALCUL avec croissance linéaire de 1 % par an à partir de 2023*	2934	3241	3581	5889	1	2135	2075
CALCUL avec croissance linéaire de 2 % par an à partir de 2023*	3238	3947	4812	12952	2	2104	2044
CALCUL avec croissance linéaire de 3 % par an à partir de 2023*	3238	3947	4812	12952	3	2087	2027
Livre rouge 2020 - High **	3797	4773	5749	10629	1,75	2110	2050
World energy council (WEC) : "Jazz" ***	3430	3395	3279	3104	0,20	2200	2140
World energy council (WEC) : "Symphony" ***	4706	5888	6950	12860	2,00	2104	2044
WEO 2023 - "Stated policy" ****	3351	3852	4353	6858	1,20	2127	2067
WEO 2023 - "Announced pledges" ****	3496	4399	5301	9811	1,65	2112	2052
IIASA - Scénario C2 *****	5112	6359	7606	16830	2,33	2097	2037
MOYENNE DES SCENARIOS CI-DESSUS	2655	3185	3693	6677	1,17	2128	2068

Note 1 : il s'agit des ressources identifiées ou raisonnablement assurées estimées par l'AIEA en 2022 (voir tableau 15)

Note 2 : On suppose que les réacteurs nucléaires du parc mondial ont une durée d'exploitation de 60 ans

* La production mondiale d'électricité d'origine nucléaire a été de 2546 Twhé en 2023

** Valeurs obtenues à partir des consommations en uranium naturel indiquées et en prenant 21 tonnes par kWhé

*** Voir rapport "World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050" - 2013

**** World Energy Outlook 2023

***** Institut international d'analyse des systèmes appliqués (IIASA) - Le scénario C2 correspond à la croissance la moins forte du parc nucléaire mondial

Au vu de cette panoplie de scénarios divers, on constate que la majorité d'entre eux anticipent une croissance moyenne du parc nucléaire mondial qui situe entre 1,5 et 2,5 % d'ici 2100, Ce rythme de croissance est d'ailleurs cohérent avec celui que l'on constate actuellement qui est d'environ 2,1 %⁹⁹

⁹⁹ Valeur calculée à partir des chiffres fournis par la base de données PRIS de l'AIEA qui indique un chiffre de 62 GWe en construction pour 396 GWe installés (chiffres arrondis), et en prenant une durée moyenne de construction des réacteurs de 89 mois (valeur 2022 : voir le site <https://www.statista.com/statistics/712841/median-construction-time-for-reactors-since-1981/>)

Une telle perspective conduit au minimum à une raréfaction des ressources conventionnelles identifiées en uranium naturel économiquement exploitables, voire à leur extinction quasi totale, au tournant de ce siècle ou au début du siècle prochain.

Comment s'échapper d'une telle issue qui sonnerait le glas de l'énergie nucléaire ?

5.2 - Les sept moyens d'aller sur la lune

Nous avons pastiché ici la trame d'une scène de la célébrissime pièce de théâtre « Cyrano de Bergerac » où Cyrano surgit devant de Guiche en disant « Comme une bombe, je tombe de la Lune » et où il s'emploie ensuite à empêcher l'arrogant seigneur d'accéder à l'endroit où est célébré le mariage de Christian de Neuville et de Roxane. Il y énumère - et de quelle façon ! - les sept différents moyens pour aller sur la Lune.

Cyrano de Bergerac - Acte III, scène 13

*« Savoir comment j'y suis monté ?
Ce fut par un moyen que j'avais inventé »*



I – Recours à des ressources non conventionnelles terrestres

Ces ressources sont définies dans le « Livre rouge » comme gisements à très faible teneur des sous-produits ou coproduits mineurs d'extraction d'autres matériaux utilisés par l'homme ou contenus dans certains résidus ou roches diverses. Il s'agit de roches phosphatées, de minerais non ferreux, de carbonatite, de monazite, de schistes noirs, de lignite, ou même de cendres de charbon. Il est indiqué en page 33 de ce Livre rouge, que les ressources potentielles en uranium identifiées dans de

cette catégorie sont presque uniquement celles des roches phosphatées et des schistes noirs. En fait il n'existe pas de limite précise de teneur entre les ressources conventionnelles et non-conventionnelles, mais on peut considérer que cette limite se situe aux environs de 0,1 %, soit 1000 ppm.

S'agissant des roches phosphatées, la quantité totale d'uranium estimée dans les 27 pays qui ont déclaré l'existence de telles ressources est de 9,2 MtU. Mais l'extraction d'uranium à partir de ces roches phosphatées n'est économiquement envisageable qu'en tant que sous-produit de la ressource principale qui est le phosphate. Précisons à cet égard que les principaux pays producteurs de phosphates (destiné principalement à la fabrication d'engrais) sont la Chine, le Maroc, les USA et la Russie, dont la part de production rapportée à la production mondiale en 2023 (205 MT, en décroissance depuis 2019)¹⁰⁰ est respectivement de 44 %, 17 %, 9,7 % et 6,0 %. Les teneurs moyennes en uranium pour les phosphates marocains se situent dans une fourchette de 100 à 150 ppm, alors que celles d'autres gisements sont généralement plus faibles (20 - 50 ppm). Globalement, on voit donc que **les phosphates ne peuvent constituer qu'un appoint de quelques milliers de tonnes par an pour l'approvisionnement mondial en uranium** (qui rappelons-le est de l'ordre de 60 000 aujourd'hui et qui va forcément s'accroître à l'avenir). Et encore, on voit mal le principal producteur mondial qu'est aujourd'hui la Chine, mettre à disposition des autres pays son éventuelle production d'uranium « phosphaté », sachant que ce pays va bientôt devenir le deuxième consommateur d'uranium dans le monde (après les États-Unis). En bref, les phosphates sont utilisés pour stimuler la croissance des végétaux et des céréales, mais certainement pas pour faire pousser de l'uranium !

Quant aux schistes noirs, leur contenu en uranium est estimé à 29,3 MtU dans le Livre rouge, mais seulement à 20 MtU dans un volumineux document de près de 1000 pages publié par l'AIEA en 2020¹⁰¹. En pratique, les ressources potentiellement exploitables sont nettement plus faibles si l'on se réfère au document indiqué sur le tableau 17, qui émane de la classification des Nations unies pour toutes les ressources énergétiques et minérales, dont la crédibilité peut donc difficilement être remise en cause.

¹⁰⁰<https://www.statista.com/statistics/681617/phosphate-rock-production-by-country/>

¹⁰¹https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/WOR_URA_web.pdf

On constate en effet que ces ressources sont plutôt **de l'ordre du million de tonnes** si l'on exclut celles qui sont données pour la formation géologique de Chattanooga aux États-Unis, réputées contenir des quantités importantes de gaz naturel, mais dont la teneur en uranium est vraiment très faible (57 ppm). D'ailleurs, ce même document estime que la production maximale d'uranium pouvant être extrait des schistes noirs ne dépassera pas 2000 tonnes par an. Signalons pour terminer que de nouvelles techniques d'extraction basée sur la récupération bactérienne sont à l'étude aujourd'hui. Elles font appel à la bio hydrométallurgie qui est une branche de la biotechnologie impliquant l'utilisation de microbes (« bio ») dans un milieu aqueux (« hydro ») pour traiter ou récupérer des métaux (« métallurgie »). Les microbes sont introduits dans le schiste, accélérant les transformations chimiques qui entraînent la dissolution des métaux et subséquemment la récupération sélective (biolixiviation). Toutefois ces procédés ne sont pas susceptibles de changer les ordres de grandeur que l'on vient de citer. En bref, ce type de ressource non conventionnelle restera un apport marginal d'uranium au regard des besoins mondiaux. On peut donc dire, sans risque de se tromper, que s'il y a eu la révolution des gaz de schiste, il n'y aura pas celle de « l'uranium de schiste ».

Tableau 17 – Ressources potentielles d'uranium contenu dans les schistes noirs. (Source : Unconventional uranium resources Challenges and opportunities - UNFC Workshop, Santiago, Chile, 9-12 July 2013)

<i>Deposit/district</i>	<i>Country</i>	<i>Resources (t U)</i>	<i>Grade (% U)</i>	<i>Status</i>
Chattanooga Shale	USA	4-5.000.000	0.0057	Dormant
MMS Vicken	Sweden	403.000	0.0144	Exploration
Ranstad	Sweden	254.000	0.030	Dormant
Haggan	Sweden	243.000	0.0137	Exploration
Schmirchau-Reust	Germany	73 410	0.085	Mined-out
Auminzatau Ore Field (5 deposits)	Uzbekistan	56.600	0.05	Dormant
Altyntau Ore Field (5 deposits)	Uzbekistan	44.300	0.02-0.10	Dormant
Ogcheon Metamorphic Belt (13 deposits)	South Korea	33.350	0.029	Exploration
Drosen	Germany	29 995	0.085	Mined-out
Paitzdorf	Germany	28 750	0.085	Mined-out
Zeitz-Baldenhain	Germany	16 000	0.080	Dormant
Chanziping	China	10.000	0.20	Exploration

II - Ressources terrestres non découvertes

Dans la classification retenue pour l'édition 2022 du Livre rouge, cette catégorie regroupe les ressources qui sont supposées exister avec des degrés de confiance plus ou moins élevés. Elles sont parfois qualifiées par des adjectifs différents dans certains pays qui adoptent des termes comme « inférées », « présumées », « pronostiquées » ou encore « spéculatives » (voir page 458). On entre donc ici dans le domaine de l'incertitude avec lequel il est impossible de fonder une stratégie prudente et bien étayée sur laquelle les décideurs peuvent s'appuyer. Sauf à vouloir innover en se lançant dans l'inconnu au moyen d'une nouvelle forme de stratégie que l'on pourrait qualifier de « stratégie spéculative ».

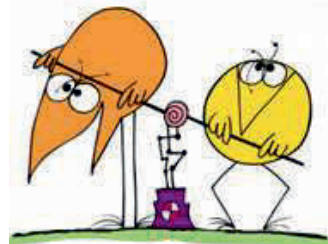
En tout état de cause ces ressources hypothétiques sont évaluées à 3,35 MT, et si elles sont effectivement toutes découvertes et exploitées à l'avenir, dans des conditions économiques abordables, cela ne changera pas radicalement les échéances indiquées sur le tableau 15.

III - Uranium eau de mer

La concentration moyenne d'uranium dans l'eau de mer est de 3 parties par milliard (0,003 ppm) soit une masse totale d'uranium de 4,5 milliards de tonnes dans l'ensemble des mers et des océans de la planète, ce qui fait miroiter une ressource pratiquement inépuisable d'uranium.

Malheureusement, il est illusoire de pouvoir exploiter un jour une telle ressource compte tenu des quantités faramineuses d'eau de mer qu'il faudrait traiter, mais aussi des quantités phénoménales de matériaux et de liquides chimiques divers à mettre en œuvre dans les procédés pour pouvoir approvisionner même très partiellement le parc mondial de réacteurs. De plus il faudrait impérativement plonger les dispositifs de récupération de l'uranium dans des courants marins, car il faut exclure la possibilité de pomper l'eau de mer du fait que l'énergie qu'il faudrait fournir serait supérieure au potentiel énergétique de l'uranium récupéré.

Nous l'avons montré dans un article publié en 2003¹⁰². Cela étant, nous n'avions pas pensé au Shadocks. Avec leur quatre syllabes de vocabulaire, « ga », « bu », « zo », « meu », les Shadocks « pompaient le matin, pompaient l'après-midi, pompaient le soir, et quand ils ne pompaient pas... ils rêvaient qu'ils pompaient. Leur devise était : « Il vaut mieux pomper même s'il ne se passe rien que risquer qu'il se passe quelque chose de pire en ne pompant pas ». Et d'ajouter : « S'il n'y a pas de solution, c'est qu'il n'y a pas de problème ! »



Mais Il faudrait tout de même une armée considérable de soldats Shadocks, qui dépenseraient d'ailleurs beaucoup d'énergie. À titre d'exemple pour fournir la quantité annuelle d'Unat nécessaire à l'alimentation du parc nucléaire français, soit environ 9 000 tonnes, il faudrait traiter chaque année 3000 km³ d'eau de mer, soit presque tout le volume d'eau de la Manche (4050 km³), en supposant un rendement d'extraction de 100 %. Il faudrait par ailleurs mettre en œuvre des centaines de millions de tonnes d'adsorbants plongés dans l'eau de mer, en y associant toutes les infrastructures, ainsi que la logistique maritime et terrestre nécessaire à la réalisation de telles opérations. Pour fixer les idées, on peut se baser sur les chiffres indiqués dans un article publié en 2009¹⁰³ qui annonce un taux de récupération de 4 g par kilo d'absorbants en deux mois, qu'il faut ensuite traiter dans une installation en mer (montée sur barge) pour en éluer l'uranium déposé. Cela correspond à la manipulation et au traitement de 220 millions de tonnes d'adsorbants par an pour récupérer les 9000 tonnes d'uranium. De tels chiffres donnent presque le vertige.

Malgré ces perspectives décourageantes, il convient de signaler que quelques recherches se poursuivent au Japon et en Chine, mais seulement à l'échelle du laboratoire. C'est sans doute pour ne pas écarter totalement

¹⁰² Uranium Resources : How Much Shall We Rely Upon Sea Wate - *Dominique Grenèche et Jean-Louis Nigon* - International Congress on Advanced Nuclear Power Plants (ICAPP) 2003 - Cordoba May 4-7, 2003

¹⁰³ Current status of technology for collection of uranium from seawater » - Masao Tamada

cette option qui pourrait au besoin être ouverte en cas de fortes tensions sur le marché de l'uranium ou en cas de problèmes de nature géopolitiques. En effet, ces deux pays ont relativement peu de ressources d'uranium sur leur territoire en comparaison de l'ampleur de leur programme nucléaire tel qu'il est envisagé aujourd'hui, tout au moins pour la Chine. De fait, le Japon n'a pratiquement aucun gisement domestique exploitable identifié et la Chine en possède l'équivalent de 15 ans de consommation annuelle si l'on considère la capacité actuelle de leur parc nucléaire (54 GWe) et celle des réacteurs en construction (26 GWe).

IV – Recours à des ressources secondaires en uranium

Ces ressources dites « secondaires » sont constituées essentiellement de l'uranium appauvri (Uapp) issu des usines d'enrichissement. Les quantités recensées dans les différents pays qui possèdent de telles usines sont difficiles à trouver dans la littérature, tout au moins si on cherche des chiffres actualisés. A notre connaissance, la dernière synthèse disponible sur ce sujet a été publiée en 2001 dans un rapport de l'OCDE/AEN¹⁰⁴ publié en 2001 qui indique une valeur totale de 1,188 million de tonnes (noté ici MTUapp) au 31/12/1999, stockées dans 8 pays : États-Unis, Russie, France, Royaume-Uni, consortium Urenco (réunissant l'Allemagne, la Grande-Bretagne) et les Pays-Bas), la Grande-Bretagne (stocks nationaux), le Japon, la Chine et la Corée du sud. Il est néanmoins possible d'actualiser cette valeur considérant que chaque année environ 50 000 tonnes d'Uapp sont produites depuis cette date, ce qui fait un total de **2,4 MT**. Quant à la teneur en U 235 (appelé aussi enrichissement résiduel) de ces stocks, elle se situe entre 0,25 et 0,35 % selon la « World Nuclear Association ». En prenant un enrichissement résiduel moyen de **0,3 %** de cet uranium appauvri, et en supposant un taux de rejet des usines de réenrichissement de 0,14 % (voir OCDE/AEN de 2001), le réenrichissement de ces 2,4 MTUapp permettrait d'obtenir environ **97 000 MtU d'uranium enrichi (Ue) à 4 %** (enrichissement moyen

¹⁰⁴ Management of Depleted Uranium : A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency - 2001

des combustibles de réacteurs à eau légère). Cela correspond à 13 années de besoins mondiaux qui s'élèvent aujourd'hui à environ 7500 Mt d'Ue par an. Mais cela correspond aussi à un travail d'enrichissement de 1500 MUTS, soit 25 fois la capacité annuelle mondiale des usines d'enrichissement existantes (61,8 MUTS).

Dans ces conditions, le recours généralisé à cette ressource secondaire au niveau mondial serait limité par cette capacité existante d'enrichissement de l'uranium qui obligerait à étaler ces opérations de réenrichissement sur une durée minimale de 24 ans (1500/62), sauf à consentir des investissements dans de nouvelles usines dédiées au réenrichissement des stocks d'Uapp, ce qui paraît économiquement aberrant. Sans ces capacités supplémentaires, l'approvisionnement mondial issu de cette ressource secondaire serait limité à environ 4000 tonnes d'Ue par an (97 000/24) au niveau mondial, et il faudrait donc compléter les besoins annuels par 3500 tonnes d'Ue, ce qui suppose de disposer, là encore, de capacités complémentaires d'enrichissement ou d'étaler sur une plus une plus longue période encore ce réenrichissement de l'Uapp.

Examinons pour terminer, le cas de la France qui, comme on l'a vu, possède sur son territoire un stock de 330 000 d'Uapp. Ses besoins actuels en Unat sont de l'ordre de 7000 tonnes, soit **1000 tonnes d'Ue par an** (et entre 5 et 6 MUTS, variable selon l'enrichissement de rejet de l'usine GBII), pour une production de **400 TWhe**, compte tenu des économies apportées par le monorecyclage du plutonium et de l'uranium issu du retraitement (URT) de ses combustibles usés. En transposant les chiffres que l'on vient d'indiquer sur le plan mondial, on établit que le réenrichissement de son stock d'Uapp lui permettrait un apport de 13 000 tonnes d'Ue moyennant un travail d'enrichissement de 200 MUTS. Or ses capacités d'enrichissement (société Orano) seront bientôt portées à 11 MUTS, ce lui permettrait de réenrichir elle-même son stock d'Uapp en 18 ans et d'obtenir un apport annuel de 700 tonnes d'Ue, sachant qu'il faudrait tout de même **importer** le solde de 300 tonnes d'Ue pour alimenter son parc nucléaire. Pour éviter cette situation paradoxale, et donc pour conserver en France la maîtrise de tout le cycle du combustible, il faudrait étaler sur

une bonne trentaine d'années ces opérations de réenrichissement de l'Uapp.

Quoi qu'il en soit, ces chiffres montrent bien que cette option de réenrichissement des stocks d'uranium appauvri ne pourrait apporter qu'un complément mineur aux ressources en uranium naturel, étant donné les limites imposées par les capacités existantes des usines d'enrichissement.

V - Thorium : une fausse bonne idée

Soulignons d'abord que contrairement à l'uranium, **le thorium ne contient pas d'isotope fissile**. En effet son seul isotope est le thorium 232, Th 232, qui est formé d'un noyau atomique fertile, qui peut donner naissance à un noyau fissile l'uranium 233, U 233, lorsqu'il capture un neutron. En conséquence il ne peut être utilisé dans un réacteur que s'il est mélangé avec noyau fissile, qui peut être soit de l'U 235, soit du plutonium soit encore de l'U 233 lui-même une fois formé en réacteur. Autrement dit, un réacteur nucléaire ne peut pas fonctionner avec du thorium seulement, contrairement à l'uranium naturel qui peut être utilisé seul pour entretenir la réaction en chaîne, grâce à l'U 235 qu'il contient.

Note - L'auteur de ce livre a publié plusieurs articles et documents divers sur le thorium dont il a étudié certains aspects à caractère fondamental dans sa thèse déjà citée au paragraphe 3.8. L'un des plus complets sur ce sujet a été publié en 2013 dans la revue « les techniques de l'ingénieur (B 3563).

Pour ce qui concerne l'utilisation du thorium dans les RNR, plusieurs études ont été réalisées notamment en Russie pour le réacteur BN 800, mais aussi en France et en Europe. Elles ont démontré la possibilité de parvenir à l'isogénération de matières fissiles (ou même à la surgénération) avec un cycle Thorium-U 233. Toutefois, les performances atteintes sur ce plan sont nettement moindres que celles obtenues avec un cycle uranium-plutonium, essentiellement pour des raisons liées aux qualités neutroniques meilleures du plutonium par rapport à l'uranium 233 pour des spectres de neutrons rapides (voir figure 4). Une autre raison est que la section efficace de fission du thorium lui-même pour des neutrons

rapides est beaucoup plus faible que celle de l'U 238 (environ trois fois plus faible). **L'utilisation d'un cycle du thorium dans les RNR n'est donc pas très attrayante**, même si certains promoteurs du cycle au thorium y voient quelques avantages comme le fait d'avoir un coefficient de vidange sodium nettement moins positif qu'avec des cœurs uranium-plutonium. Cette conclusion est d'ailleurs confirmée par les études réalisées dans le cadre d'une thèse entièrement consacrée à ce sujet¹⁰⁵. En tout état de cause, on ne voit vraiment pas l'intérêt de développer un cycle du combustible au thorium dans des réacteurs à neutrons rapides alors que l'uranium 238 et le plutonium sont beaucoup plus performants. Nos descendants pourront donc réexaminer cette option du thorium lorsque l'U 238 viendra à manquer, c'est-à-dire dans plusieurs milliers d'années !

Par contre, le cycle du combustible à base de thorium associé à l'U 233, se présente de façon plus favorable pour des réacteurs à neutrons lents (RNL), grâce au fait que le facteur de reproduction des neutrons de l'U 233 est alors nettement meilleur que celui des deux autres principaux noyaux fissiles, à savoir l'U 235 et le Pu 239, comme le montre la figure 4. Il est même comparable à celui du plutonium pour les neutrons rapides, ce qui, a priori, rend le cycle Thorium-U 233 très séduisant. Malheureusement, les RNL souffrent d'un sérieux handicap par rapport aux RNR, qui provient du fait que les captures stériles de neutrons dans le modérateur et les matériaux de structure (notamment les gaines) ainsi que par les produits de fission deviennent très importantes (les sections efficaces varient généralement en raison inverse de la vitesse, comme on l'a vu au paragraphe 2.2). Cela dégrade le bilan neutronique au point de rendre la surgénération problématique, tout au moins avec des réacteurs qui utilisent comme modérateur l'eau légère dont le taux de capture des neutrons est élevé. Mais curieusement, les premiers réacteurs commerciaux à eau légère développés aux États-Unis ont fonctionné initialement avec un combustible à base de thorium. Ce sont le réacteur à eau bouillante (REB) d'Elk River qui démarra en 1963 juste après le

¹⁰⁵ Cycles uranium et thorium en réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium. Aspects neutroniques et déchets associés. Physique Nucléaire Théorique . Université Paris Sud - Paris XI, 2010

prototype de REB de Dresden (démarré en 1960) et le prototype de réacteur à eau pressurisée (REP) de Shippingport qui démarra en 1957 dont le gain de régénération (voir paragraphe 2.2) atteignit 1,0139 ! Ce fut le **seul réacteur électrogène qui utilisa de l'U 233 comme matériau fissile**. Toutefois, une telle performance ne fut possible qu'au prix d'une conception sophistiquée du cœur du réacteur, inconciliable avec les exigences et les contraintes de sûreté de réacteurs déployés à une échelle industrielle.

L'idée d'utiliser le thorium dans des réacteurs à modérateur en graphite, qui capture beaucoup moins les neutrons que l'eau légère, est alors apparue plus prometteuse dès la fin des années 1950. Or, c'est cette époque qu'est né un concept très innovant de réacteurs à haute température, les HTR, basé sur l'utilisation d'un combustible réfractaire constitué de petites particules enrobées de couches de carbure de silicium. C'est ainsi que les **premiers prototypes industriels de HTR ont été développés en utilisant le thorium comme matière fertile** mélangé avec de l'uranium hautement enrichi (UHE) comme matière fissile (enrichissement de 93 %, donc de qualité « militaire »). Ce type de combustible a été mis en œuvre dans deux HTR industriels de démonstration : un aux États-Unis, dénommé Fort Saint Vrain, de 330 MWe, et un en Allemagne, dénommé THTR (pour « Thorium High Temperature Reactor »), de puissance 300 MWe. Malheureusement, l'utilisation d'UHE fut interdite par le président américain Jimmy Carter dès le début de son mandat, en 1977, pour des raisons de lutte contre le risque de prolifération nucléaire. Les ingénieurs devaient donc se replier sur une option alternative qui était l'utilisation d'une matière fissile constituée d'uranium moyennement enrichi (UME), avec une limite supérieure de 20 %, toujours en vigueur aujourd'hui. Au notera au passage que cette valeur très contraignante, a été fixée avec de très grandes marges par rapport à l'enrichissement minimal de 60 %, considéré par l'AIEA comme nécessaire pour fabriquer une bombe atomique rudimentaire. Un nouveau cycle de combustible thorium-MEU fut donc étudié par la société General Atomic, qui avait développé ces HTR aux États-Unis (et/ou l'auteur de ce livre a travaillé à cette époque en tant que correspondant permanent du

CEA). Il va sans dire que ce cycle hybride éliminait tout espoir d'atteindre le processus de surgénération avec ces réacteurs à graphite à neutrons lents.

Une autre option consiste à recourir aux réacteurs modérés à eau lourde (REL), car c'est de loin le modérateur le moins capturant de neutrons : 6,5 fois moins que le graphite et 550 fois moins que l'eau légère ! La matière fissile initiale peut être alors soit de l'uranium légèrement enrichi soit du plutonium (qu'il faut fabriquer dans d'autres réacteurs). Mais les calculs montrent que le régime de surgénération ne peut être atteint qu'avec de l'uranium 233 qu'il faut donc fabriquer au préalable en quantité suffisante pour pouvoir démarrer un nouveau REL fonctionnant au cycle Th 232-U 233. Une mise en œuvre d'un tel parc à une échelle significative ne peut donc s'envisager qu'à très long terme, d'autant qu'il faudrait d'abord mettre au point de nouveaux procédés spécifiques sur l'amont comme sur l'aval du cycle du combustible. En effet, la fabrication des combustibles contenant de l'U 233 est délicate à cause des rayonnements assez intenses émis par des descendants d'un autre isotope de l'uranium, l'U 232, qui est nécessairement associé à la formation de l'U 233 en réacteur. Ce rayonnement obligerait à fabriquer ces combustibles « à distance » derrière des écrans protecteurs épais (cellules blindées). De même, le **recyclage de l'U-233**, formé en réacteur, soulèverait des **difficultés techniques** au retraitement, car les combustibles au thorium sont nettement plus difficiles à dissoudre que ceux à l'uranium. Sans compter le fait qu'il faudrait évidemment s'équiper de REL.

Il est donc clair que le déploiement à grande échelle d'un **cycle du combustible basé sur le thorium nécessiterait encore beaucoup de R&D et de lourds investissements industriels** (y compris en matière de prospection et d'extraction du thorium). Pour un pays comme la France qui ne possède que très peu d'expérience sur les REL et pratiquement aucune sur ce cycle, il paraît exclu de se lancer dans une entreprise d'une telle ampleur, et cela d'autant plus que cette option ne paraît pas en mesure de rivaliser avec le déploiement de RNR sur le plan technique (y compris en termes de performances de surgénération) comme sur le plan économique.

VI - Les REP dopés au multirecyclage

Rappelons d'abord quelques chiffres se rapportant aux économies en uranium naturel (Unat) apportées par le recyclage des matières valorisables issues du retraitement des combustibles usés (plutonium, Pu, ou uranium de retraitement, URT), tel qu'il est pratiqué en France actuellement.

Précisons ici que dans un réacteur de type REP, la consommation d'Unat est de 22 tonnes par TWh (t/TWh). C'est de la physique (valeur obtenue à partir d'énergie dégagée par une fission). Pour les 400 TWh nucléaires produits en moyenne chaque année en France, cela correspond à une consommation de 8 800 tonnes d'Unat par an ($= 22 \times 400$).

Pour ce qui concerne le Pu, son **monorecyclage**, consiste à recycler une seule fois le Pu dit « de première génération » issu du retraitement des combustibles usés à uranium enrichi (UO₂), dans un **combustible appelé MOX** (Pu sur support en uranium appauvri). Ce Pu est d'assez bonne qualité isotopique avec une proportion d'isotopes fissiles (Pu 239 + Pu241), Pu_{fiss}, située autour de 65 %. Il est pratiqué aujourd'hui en France dans 22 réacteurs de 900 MWe chargés avec 1/3 de combustible MOX dans chaque réacteur. Comme la puissance nucléaire du parc actuel est de 62 GWe, **on économise 10 % d'Unat** ($= 100 \times 22 \times 900 \times 0.333 / 62000$). C'est de l'arithmétique. À noter que ce processus permet d'atteindre l'équilibre des flux de plutonium (Pu) dans le cycle du combustible français (10 tonnes de Pu produits dans les combustibles UO₂ recyclés dans les MOX, en chiffres ronds). On ne consomme donc plus que 8 000 tonnes par an d'Unat.

Le recyclage de l'URT qui contient environ 0,8 % d'U 235 (mais aussi 0,6 % d'U 236), consiste à le réenrichir (à un niveau un peu plus élevé que celui des combustibles standards, à cause de la pénalité neutronique due à l'U 236), pour fabriquer du combustible neuf similaire au combustible standard à uranium naturel enrichi (UNE). Chaque année, on en récupère environ 7 500 tonnes, car 94 % du combustible usé est de l'uranium. Une fois réenrichi, on obtient 900 tonnes de combustible UO₂ qui sont rechargées en réacteur, d'où une **nouvelle économie d'Unat de 10 %**.

Au total, le recyclage du Pu et de l'URT permet donc d'économiser 20 % d'Unat. En pratique, ces économies d'Unat sont un peu plus élevées : 11 % pour le Pu monorecyclé et 12 % pour l'URT recyclé après réenrichissement, et donc l'économie totale en Unat se situe dans une fourchette de **20 à 25 %**, ce qui n'est pas du tout négligeable.

Pour essayer d'améliorer encore ce résultat, mais aussi pour réduire les quantités de combustible MOX utilisé qui s'accumulent dans les piscines de l'usine de retraitement de La Hague (à raison de 120 tonnes par an), il a été décidé d'étudier une option dite de **multirecyclage** du Pu en réacteur de type REP, désigné par **MRREP**, qui consiste à recycler une deuxième fois (et peut être plus, si c'est possible) le Pu issu du retraitement des combustibles MOX utilisés. Cet objectif est inscrit explicitement dans le document officiel décrivant la « Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), toujours en vigueur, dans lequel il est écrit (page 144) : « ... le *multi-recyclage dans les réacteurs à eau sous pression (REP) de 3ème génération pourrait permettre de stabiliser les stocks de plutonium ainsi que les stocks de combustibles usés contrairement au mono-recyclage. La faisabilité de ce type de solution doit donc être explorée. Les solutions de multi-recyclage du plutonium en REP nécessitent la mise au point d'un nouveau type de combustible (« MOX 2 »).* L'emploi de ce type de combustible est conditionné à un programme approfondi de recherche et développement et à des études d'ingénierie.

Mais les études montrent que cette option ne permet en fait qu'une faible économie supplémentaire d'Unat (quelques pour cent) comparés au monorecyclage. Ce résultat s'explique par le fait que la qualité isotopique du plutonium (proportion de matière fissile, Pu_{fiss}) recyclé une deuxième fois (issu des combustibles MOX) se dégrade beaucoup après son premier recyclage en combustible MOX. Pour fixer les idées, la valeur de Pu_{fiss} est d'environ 65 % pour le plutonium recyclé une fois dans les combustibles MOX, mais elle s'abaisse à environ 52 % pour le deuxième recyclage (plutonium issu des combustibles MOX utilisés) dans des combustibles MOX 2. Cela oblige à mélanger ce plutonium recyclé une deuxième fois avec de **l'uranium enrichi** et non plus de l'uranium appauvri issu des stocks existants, comme c'est le cas dans les combustibles MOX. Cet appoint

nécessaire d'uranium enrichi conduit à un surcroît des besoins en uranium naturel qui vient en partie annuler le gain déjà modeste qu'apportent les fissions du plutonium lui-même. D'ailleurs, toutes les études réalisées sur ce sujet dans le passé ont bien montré cette piètre performance du MRREP en termes d'économie d'uranium naturel. C'est le cas par exemple de celles qui ont été menées au début des années 2000 sur ce sujet (auxquelles l'auteur de ce livre a participé), qui ont été publiées dans l'article¹⁰⁶.

Pour essayer d'améliorer ce bilan bien décevant, les études actuelles considèrent des scénarios dans lesquels on cherche à « gaver » au maximum le parc de réacteurs avec des combustibles MOX, tout en ménageant une fraction suffisante du parc réservée aux réacteurs qui fonctionnent avec du combustible UO₂. Le schéma retenu considère une **augmentation du nombre de réacteurs chargés en MOX**, appelés **MOX2**, qui passe de 32 % (22 x 900/62000) à 50 % ET une augmentation **de la fraction de combustible MOX2 chargée en réacteur**, qui passe de 1/3 à 50 % également. Cela devrait normalement conduire à un gain total de 15 % (différence entre 25 % (= 0,5 x 0,5) et 10 % du monorecyclage. Il est envisagé pour cela deux types de combustibles MOX2. Le premier, qui est appelé **MOX-MR**, est un combustible proche du MOX actuel pour lequel la faible qualité du Pu recyclé est compensée par une évolution du format de la recharge (les combustibles UO₂ chargés avec le MOX sont plus enrichis) et de la teneur en Pu des MOX. Le deuxième type, appelé **MIX**, est plus innovant, car le support du Pu est de l'uranium enrichi. Sa mise au point nécessiterait des tests de qualification pour sa fabrication et son comportement sous irradiation. C'est pourquoi son éventuelle utilisation n'est envisagée qu'à partir de l'année 2050. Les résultats obtenus ont été publiés dans l'article¹⁰⁷ dans lequel il est écrit « des scénarios mettant en œuvre des gestions MOX-MR 50% UNE 50% permettent de réduire le besoin en uranium en ressources d'uranium naturel par rapport à l'option mono recyclage d'environ 20% supplémentaires ». Ce qui n'est pas précisé

¹⁰⁶ Plutonium Multirecycling in Standard PWRs Loaded with Evolutionary Fuels - NUCLEAR SCIENCE AND ENGINEERING: **151**, 25-45 - 2005

¹⁰⁷ Avancées sur le multirecyclage en réacteur à eau pressurisée - Revue générale nucléaire printemps 2023

c'est que ce gain est atteint seulement en l'année 2100 et moyennant la mise en œuvre des combustibles innovants MIX. Si on utilise uniquement les combustibles MOX-MR, le gain atteint à peine 10 %. Ces chiffres sont obtenus grâce à un examen attentif des courbes présentées lors d'un récent exposé sur le sujet. C'est pourtant ce gain de maximum de 20 % sur les consommations d'Unat qui est repris sans explication par certains responsables (parfois très hauts placés), promoteurs de la mise en œuvre de cette option MRREP, qu'ils appellent **le cycle « Semi-Fermé »** (Appellation d'Origine Contrôlée, qui ne présente aucun risque de contrefaçon !), afin de justifier l'arrêt d'Astrid. Cela fait penser aux publicités diffusées par les médias aux heures de grande écoute qui clament à grand renfort d'images affriolantes ou d'annonces chocs le style « ... plus que (n) jours pour profiter d'une réduction de 20 % sur vos achats de ... ». C'est d'autant plus mystifiant qu'une telle option conduirait de facto à un doublement de la production de déchets radioactifs à vie longue (actinides mineurs) que l'on cherche à réduire par ailleurs. Notons également que dans ce processus, la qualité du plutonium résiduel (celui qui n'est pas fissionné) se dégrade du fait de la décroissance radioactive du Pu 241 qui fait diminuer avec le temps l'inventaire fissile et empoisonne la matière avec l'Am 241. De plus la mise en œuvre de cette « stratégie » MRREP nécessiterait un programme de R&D important afin de développer puis de qualifier les procédés innovants adaptés à ce processus. Ajoutons à cela que le flux de plutonium géré dans le MRREP serait triplé par rapport à ceux du monorecyclage et qu'il faudrait évidemment accroître fortement les capacités des usines de fabrication des combustibles MOX ainsi que celles des usines de retraitement. Bref, un rapport-bénéfice sur coût déplorable.

Tout cela est d'ailleurs confirmé par la **Cour des comptes** elle-même qui, dans un rapport de juillet 2019¹⁰⁸, écrit « *La valorisation des combustibles MOX et URE usés fait l'objet d'une autre hypothèse, celle du multirecyclage en REP (réutilisation du plutonium issu des MOX usés dans les réacteurs actuellement en fonctionnement). Cependant sa réalisation n'apparaît pas acquise. Une analyse approfondie des différentes options*

¹⁰⁸ <https://www.ccomptes.fr/system/files/2019-07/20190704-rapport-aval-cycle-combustible-nucleaire.pdf>

*envisageables pour la fermeture du cycle a en effet été conduite sous l'égide du Haut-commissaire à l'énergie atomique, à la demande d'EDF et du CEA. Elle a conclu que **la voie du multirecyclage en REP ne permettrait pas d'économie substantielle d'uranium** et accroîtrait la production d'actinides mineurs dans les déchets finaux (rendant leur stockage ultime plus difficile) ». La Commission Nationale d'Evaluation (CNE) renforce ce diagnostic en écrivant dans son dernier rapport annuel¹⁰⁹ : « Des études en cours, il ressort que la mise en œuvre industrielle du MRREP sera très complexe : intégration de très nombreux procédés, exigences de protection liée à l'accumulation d'actinides mineurs, gestion en parallèle de plusieurs variétés de combustibles (UOX, divers MOX). En outre, selon les options retenues, le MRREP pourrait menacer l'existence du stock de Pu nécessaire pour démarrer un parc de RNR. »*

Et tout cela pour éviter d'avoir à lancer dès maintenant un programme de développement des RNR. Face à une telle dérive de l'action de nos décideurs dans le domaine nucléaire, on est en droit de s'interroger sur les motivations profondes de ce type d'initiative. Nous laissons au lecteur le soin de se forger sa propre interprétation.

VII - Les REP à haut facteur de conversion : un rapport-bénéfice sur coût bien médiocre.

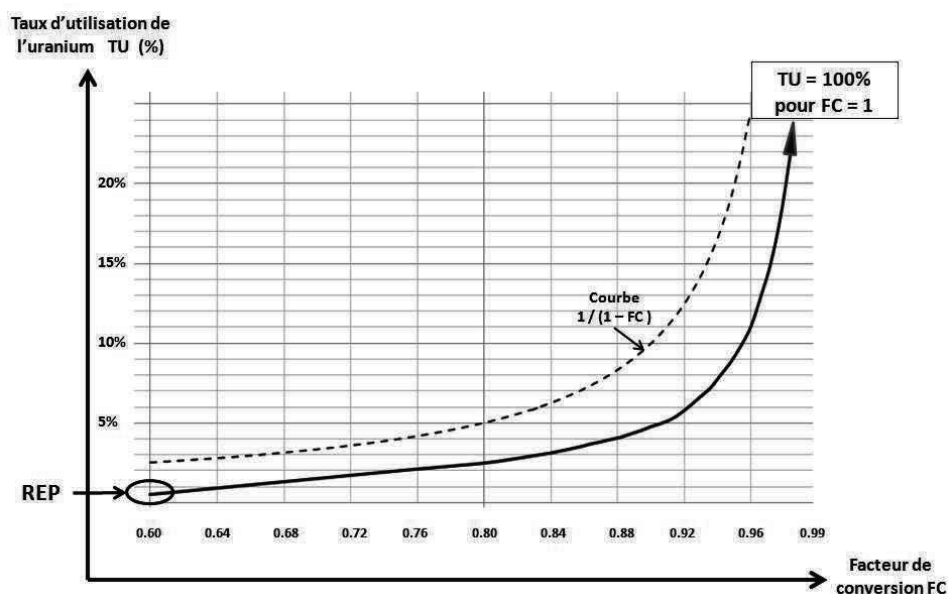
La capacité à créer de la matière fissile dans un réacteur est caractérisée par le **facteur de conversion, FC**, qui est le rapport entre la quantité totale de matière fissile « fabriquée » en réacteur et celle qui est consommée, y compris la matière fissile créée et consommée in situ. Ce processus de création de matière fissile dans les réacteurs nucléaires, qui est en partie consommée in situ, permet d'améliorer un peu le taux d'utilisation de l'uranium naturel, que nous notons ici **TU**. Malgré cela, le TU des REP reste bien médiocre, puisque, comme on l'a vu au paragraphe 2.2, il n'est seulement que de 0,6 % environ dans les conditions actuelles de fonctionnement des REP, et compte tenu des pertes diverses d'U 235,

¹⁰⁹ https://cne2.fr/telechargements/RAPPORT_CNE2_17_2023.pdf

notamment lors de l'opération d'enrichissement de l'uranium, qui laisse de côté une fraction de l'U 235 dans les rejets d'uranium appauvri. Pour plus de détails sur ce sujet, le lecteur pourra consulter notre article cité en référence [2].

Dans le cas des REP, les calculs de neutronique permettent d'établir une courbe de corrélation précise entre **TU** et **FC** qui est illustrée sur la figure 18. Cette courbe est évidemment analogue à celle qui a été présentée sur la figure 5, mais elle est spécifique aux réacteurs de type REP.

Figure 18 - Taux d'utilisation de l'uranium naturel, TU, en fonction du facteur de conversion FC dans les REP.



On retrouve évidemment sur cette courbe le point qui correspond à celui des REP actuels, avec un FC d'environ 0,6 et un TU d'environ 0,5 %. Mais ce qui est le plus instructif ici, c'est l'allure générale de cette courbe, similaire à une courbe en $1 / (1 - FC)$, avec une progression presque linéaire, mais assez lente de TU dans la plage de valeurs située en dessous de $FC = 0,8$.

De nombreuses études ont été réalisées dans ce domaine qui a même fait l'objet d'un colloque international en 1990¹¹⁰, réunissant 70 participants venus d'une bonne dizaine de pays, au cours duquel plus de 30 communications ont été présentées. Ces travaux ont montré qu'il est possible d'augmenter FC dans les REP, mais au prix de modifications substantielles du concept, notamment au travers du rapport de modération, qu'il faut réduire afin de « durcir » le spectre et favoriser ainsi les captures résonnantes dans l'U 238 pour produire plus de plutonium : c'est le concept de réacteur « sous-modéré » (RSM). D'autres solutions ont également été examinées comme le réacteur dit « convertible à variation de spectre » (RCVS) étudié par le CEA et Framatome dans les années 1980, basées notamment sur un réseau hexagonal serré et sur le retrait progressif de barres constituées d'U 238, initialement insérées dans le cœur et remplacées par de l'eau à mesure de ce retrait. Dans ces concepts, l'augmentation du facteur de conversion conduit presque toujours à une augmentation de l'enrichissement initial du combustible, et donc à un accroissement des consommations en uranium naturel dans un premier temps. C'est en recyclant le plutonium (et l'uranium) que l'on atteint globalement un gain sur cette consommation d'uranium naturel (à énergie produite égale bien entendu) et donc un gain sur son taux d'utilisation. Des solutions plus innovantes encore ont été proposées avec les réacteurs à eau bouillante, comme celle du projet japonais de réacteur à eau bouillante isogénérateur¹¹¹. On peut noter au passage que les réacteurs à eau bouillante semblent plus prometteurs sur ce point que les réacteurs à eau pressurisée, car ils sont déjà plus « sous-modérés » du fait du mélange eau vapeur produit vers la sortie du cœur du réacteur.

Ces études exploratoires ont montré qu'il est techniquement possible d'atteindre au mieux un facteur de conversion de l'ordre 0,8 avec

¹¹⁰ Technical aspects of high converter reactors - Proceedings of a Technical Committee Meeting held in Nuremberg, 26-29 March 1990 - IAEA-TECDOC-638

¹¹¹ Conceptual design study on high conversion type reactors core of FLWR - Y. Nakano et col. - ICAPP - May 13-18 2007 - Nice - France

des REP dont la conception apparaît faisable, sans modification radicale de la technologie (mais cela resterait à consolider). Au-delà de 0,8 la faisabilité de réacteurs à eau légère pressurisée ou même bouillante permettant de se rapprocher de l'isogénération (FC proche de 1) apparaît beaucoup plus hypothétique, tout au moins pour des réacteurs de puissance industriels qui doivent rester compétitifs. En tout état de cause, la figure 18 montre que l'on ne peut pas espérer dépasser un taux d'utilisation de l'uranium naturel de 3 % ce qui est certes non négligeable, mais qui n'est pas à la hauteur de l'enjeu de durabilité de la ressource en uranium, et cela d'autant plus que ces solutions très innovantes ne pourraient être déployées que dans les pays qui pratiquent le retraitement et le recyclage du plutonium.

En conclusion, il apparaît que toutes les options imaginables visant à mieux utiliser le potentiel énergétique des ressources en uranium de la planète, connues ou supposées exister, voire d'y suppléer (thorium), ont été explorées. Malgré ces efforts tout à fait louables et stimulants, il est clair que **les réacteurs actuels à neutrons lents NE PEUVENT PAS CONDUIRE à un DEVELOPPEMENT DURABLE DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE.**

Mais pour clore ce chapitre sur une note poétique, laissons à nouveau la parole à Cyrano de Bergerac qui, retombé sur terre après avoir imaginé ses sept moyens d'aller sur la lune, clame à la fin de la pièce en parlant de lui « *Philosophe, physicien, rimeur, bretteur, musicien, et voyageur aérien, ..., qui fut tout, et qui ne fut rien.... j'emporte malgré vous mon panache* ».

5.3 – Le déploiement des RNR : le plus tôt sera le mieux

On a montré au paragraphe précédent que le déploiement d'un parc de RNR en remplacement du parc actuel de réacteurs (essentiellement des réacteurs à eau légère) est inéluctable à long terme, tout au moins pour des pays comme le nôtre qui fondent leur stratégie de développement des moyens de production d'électricité sur l'énergie nucléaire qui est décarbonée. Mais la question est de savoir à quel rythme (cinétique et chronologie). Cette question est d'autant plus prégnante que les

investisseurs prêts à financer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires voudront qu'on leur fournisse des garanties suffisantes permettant de s'assurer que ces réacteurs pourront être alimentés en combustible à des prix raisonnables pendant toute leur durée de fonctionnement, qui sera au minimum de 60 ans, et peut être plus dans un avenir proche.

Dès lors, il convient d'examiner quelles sont les contraintes qui peuvent peser sur ce rythme de déploiement des RNR, au-delà de celles qui sont liées aux capacités industrielles qui devront anticiper les sollicitations du marché afin de s'y adapter.

On se limitera ici à examiner le cas de la France dont le contexte nous est évidemment le mieux connu. On peut schématiquement distinguer trois catégories de contraintes :

- A. Celles qui sont liées aux capacités industrielles de construction des RNR.
- B. Celles qui sont liées aux capacités des installations du cycle du combustible, essentiellement pour la fabrication du combustible MOX de RNR, et pour le retraitement des combustibles RNR usés, mais aussi pour celui des combustibles REP usés (UO₂ et MOX) en phase transitoire.
- C. Celles qui concernent la DISPONIBILITÉ du PLUTONIUM pour alimenter les RNR. En effet, comme on l'a expliqué au paragraphe 2.2, il est indispensable d'utiliser du plutonium comme matière fissile pour parvenir à la surgénération.

Les deux premières catégories dépendent des décisions qui sont prises en matière d'investissement, mais aussi des délais associés à la construction des installations en y incluant ceux qui sont nécessaires à l'obtention des agréments délivrés par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), mais aussi les délais imposés par le déroulement des procédures administratives (tel que les enquêtes dites « d'utilité publique » et autres dédales réglementaires particulièrement sinueux dans le domaine nucléaire).

La troisième catégorie de contraintes relève d'un domaine beaucoup plus simple et connu, qui est celui de la physique. À cet égard, précisons qu'un cœur de RNR nécessite environ 5 tonnes de Pu pour un GWe installé (quantité valable pour du Pu de composition isotopique égale celle du Pu contenu dans des combustibles usés de type REP, soit de l'ordre de 50 à 55 % de Pu 239, 23 à 24 % de Pu 240, 13 à 15 % de Pu 241, 5 à 7 % de Pu 242). A cela s'ajoutent les quantités de Pu qui vont être immobilisées dans le cycle du combustible à chaque étape à savoir : entreposage sur site du combustible usé pour refroidissement, transport de ce combustible vers l'usine de retraitement, opérations de retraitement du combustible, fabrication du combustible avec le plutonium qui a été séparé, transport de ce combustible neuf vers le site du réacteur, entreposage sur site en attente de son rechargement. On estime que cet inventaire immobilisé dans le cycle est de l'ordre d'une dizaine de tonnes de Pu ce qui porte **la masse totale de plutonium nécessaire au fonctionnement autonome d'un RNR à une quinzaine de tonnes par GWe.**

Ainsi, les RNR nécessitent pour démarrer une « mise de fonds » importante en noyaux fissiles, si possible sous forme de plutonium ou à défaut d'uranium enrichi, pour une courte période. La disponibilité du plutonium sera donc, partout dans le monde, sur le chemin critique du déploiement des RNR. Dans le cas de la France, ce plutonium peut provenir de trois sources :

1. Le plutonium (à usage civil) déjà **séparé** qui est entreposé « sur étagère » à l'usine de La Hague, qui s'élève aujourd'hui à **47 tonnes** (inventaire au 31/12/2022 déclaré à l'AIEA¹¹²) ce qui permettrait donc de démarrer trois RNR de 1 GWe.

Note - *Au niveau mondial, la quantité totale de plutonium séparé déclarée comme civile est d'environ 360 tonnes dont seulement 130 tonnes sont soumises aux garanties internationales contrôlées par l'AIEA ou Euratom. Les 230 tonnes restantes ne sont pas soumises à ces garanties, mais sont couvertes par diverses obligations de ne pas*

¹¹² INFCIRC/549/Add.5/27 - Date: 7 September 2023,

utiliser ces matières à des fins militaires. On peut trouver dans le document¹¹³ le détail de ces quantités par pays (Japon, Allemagne, Belgique, Suisse, Russie, Royaume-Uni) sauf pour la Chine dont on connaît les limites en matière de transparence dans tous les domaines.

2. Le plutonium **contenu dans les combustibles usés**, UO₂ ou MOX, **302 tonnes**, dont 118 tonnes sont entreposées sur les sites de centrales nucléaires et 177 tonnes à La Hague (le solde de 7 tonnes dans d'autres installations). Bien entendu, ce plutonium n'est disponible qu'après avoir retraité les combustibles usés. Actuellement, le flux annuel est d'environ 10 tonnes qui sont recyclées dans les combustibles UO₂ et 7 tonnes qui restent dans les combustibles MOX non retraités.
3. Le plutonium en excès créé par les RNR surgénérateurs, qui ont un gain de régénération nettement supérieur à un et qui peuvent donc fournir du Pu à d'autres RNR, en plus de leurs propres besoins.

De multiples études ont été réalisées (et le sont toujours) pour d'anticiper les trajectoires possibles de développement des RNR en fonction des contraintes que l'on vient de répertorier, mais qui, pour ce type d'analyse, se ramènent essentiellement à celle qui concerne la disponibilité du plutonium. Les principaux enseignements qui peuvent en être tirés sont les suivants.

- **Le rythme de déploiement des RNR sera freiné par la disponibilité du Pu et il sera limité par les capacités industrielles raisonnablement envisageables de traitement des combustibles.**
- En cas de pénurie passagère de Pu, ou de capacités insuffisantes de fabrication de combustible MOX, il est possible d'alimenter les premiers RNR avec de l'uranium enrichi (autour de 15 %), ce qui a d'ailleurs été réalisé dans plusieurs RNR, notamment en France (réacteur Phénix).

¹¹³ https://fissilematerials.org/blog/2023/01/2021_civilian_plutonium_d.html

***Note** – Dans ce cas-là, le premier cœur d'un RNR consomme néanmoins 2,12 fois plus d'Unat et 2,6 fois plus d'UTS (unités de travail de séparation) qu'un EPR à puissance égale et les recharges, respectivement 1,9 fois plus et 2,3 fois plus. Le lecteur pourra trouver dans l'article¹¹⁴ sur ces RNR à uranium enrichi une étude détaillée sur ce sujet.*

- **La période de transition entre les REP et les RNR est au minimum de 60 à 70 ans.**

Les études sont particulièrement bien décrites et analysées dans le rapport de synthèse du CEA publié en 2012 sur la gestion durable des matières nucléaires¹¹⁵. Avant d'y revenir, soulignons dès maintenant que ces études ont bien **montré l'intérêt de ne pas différer au-delà de 2040 le déploiement industriel des premiers RNR de puissance**. Attendre ferait courir le risque de perdre tous les bénéfices de la stratégie d'anticipation suivie jusqu'alors, qu'il s'agisse du maintien des compétences ou de la préservation des stocks de matières valorisables (combustibles MOX usés et uranium appauvri). Sur ce dernier point, signalons en effet que certains « responsables » zélés souhaiteraient transformer « légalement » ce trésor énergétique en déchets, sous le prétexte fallacieux qu'il n'est pas utilisé aujourd'hui. Le caractère irréversible d'une telle requalification supprimerait évidemment tout espoir de développer dans le futur un parc de RNR, ce qui conduirait de facto à une extinction progressive, mais inéluctable de l'énergie nucléaire dans notre pays.

Nous écartons immédiatement cette funeste perspective pour en revenir aux scénarios possibles de déploiement des RNR tels qu'ils sont présentés dans la troisième partie du document CEA que l'on vient de citer, intitulé « quelle transition vers les RNR de 4e génération ». Ces études s'appuient en effet sur des hypothèses réalistes sur le plan technique dans l'état actuel de nos connaissances tout en balayant un large éventail de scénarios contrastés, s'agissant des perspectives de déploiement des RNR.

¹¹⁴ Deployable nuclear fleet based on available quantities of uranium and reactor types – the case of fast reactors started up with enriched uranium - EPJ Nuclear Sci. Technol. Volume 2, 2016

¹¹⁵ La gestion durable des matières radioactives avec les réacteurs de 4e génération – Rapport CEA/DEN - Décembre 2012

Ce qui suit s'inspire donc largement du contenu de ce rapport. Pour évaluer les différentes trajectoires possibles pour cette transition, deux grandes familles de scénarios ont été étudiées :

- I. Ceux dans lesquels les RNR sont déployés pour remplacer les REP arrivés en fin de vie ;
- II. Ceux dans lesquels les RNR sont déployés en complément d'un parc REP maintenu aussi longtemps que nécessaire.

Il importe de souligner que ces scénarios ont été conçus pour **évaluer des tendances** et non pour tenter de décrire ce que sera la réalité industrielle. L'objectif de ces études est « d'éclairer » l'avenir afin que les décideurs puissent agir sciemment et qu'ils évitent ainsi de faire des choix qui peuvent s'avérer néfastes. Certes, comme l'a déclaré l'humoriste Pierre Dac, alias « Le Sâr Rabindranath Duval » qui « pouvait le dire », « la prévision est un art difficile, surtout lorsqu'il s'agit de l'avenir », mais il ajoutait aussi « ... monsieur a tout l'avenir devant lui, et quand il se retournera, il l'aura dans le dos » !

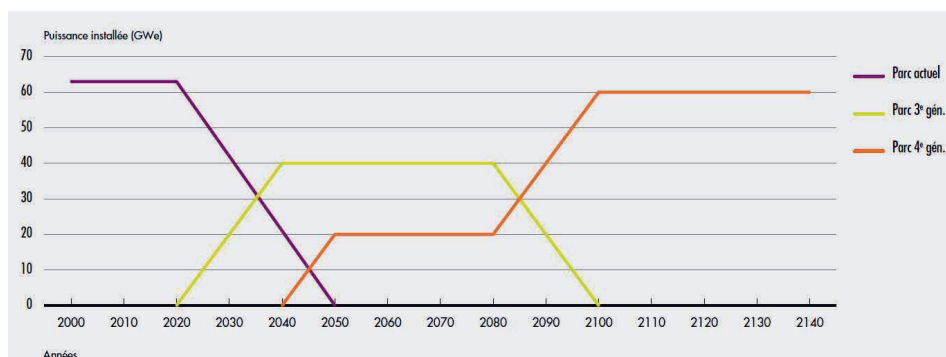
I - Dans la première famille de scénarios, deux variantes ont été étudiées, avec pour hypothèse commune de disposer en 2040 d'un stock de 4700 tonnes de combustible MOX usés, contenant 250 tonnes de plutonium (on vérifie facilement ces chiffres). Il est supposé en outre que **la puissance installée du parc reste constante et égale à 60 GWe** en produisant 430 TWhe/an.

La première variante considère un déploiement des RNR à partir de 2040 au rythme de 2 GWe/an entre 2040 et 2050, ce qui fait 20 GWe de RNR en 2050. S'en suit une phase pendant laquelle la construction de nouveaux RNR est suspendue jusqu'en 2080, faute de quantités suffisantes de plutonium disponible pour les alimenter. L'introduction d'un second ensemble de 40 GWe de RNR se fait seulement à partir de 2080 en remplacement des EPR arrivés en fin de vie. À partir de 2100, le parc électronucléaire est entièrement constitué de RNR et devient donc autosuffisant en termes de ressources en matières fissiles. Cela ne met pas en cause le principe d'un scénario à puissance installée constante, car, si

besoin était, différentes mesures sont envisageables pour corriger ce déficit. Ce scénario est illustré par la figure 19.

Note – Au fil de la rédaction de ces lignes, l’auteur a imaginé une option qui peut sembler excentrique, mais qui n’est pas totalement irréaliste à savoir acheter aux Anglais leur stock de plutonium civil séparé, lequel est de loin le plus important au monde puisqu’il s’élève à 140 tonnes¹¹⁶ ! D’autant plus qu’il s’agit de plutonium de bonne qualité isotopique, puisqu’il provient du traitement des combustibles usés de leurs anciens réacteurs à graphite de type MAGNOX et AGR. Une telle éventualité est d’autant plus plausible que les Anglais ne savent pas bien quoi faire de ce stock encombrant. En témoigne un rapport très récent (août 2023) au titre évocateur « Gérer le stock de plutonium du Royaume-Uni : pas de choix faciles »¹¹⁷. Les modalités d’une telle transaction pourraient inclure des échanges en nature sous forme de livraisons d’uranium naturel voire de combustibles pour alimenter leurs EPR ! Marché « gagnant gagnant ».

Figure 19 - Déploiement des RNR à partir de 2040 à puissance installée constante :
puissance installée par filière de réacteur en GWe en fonction du temps

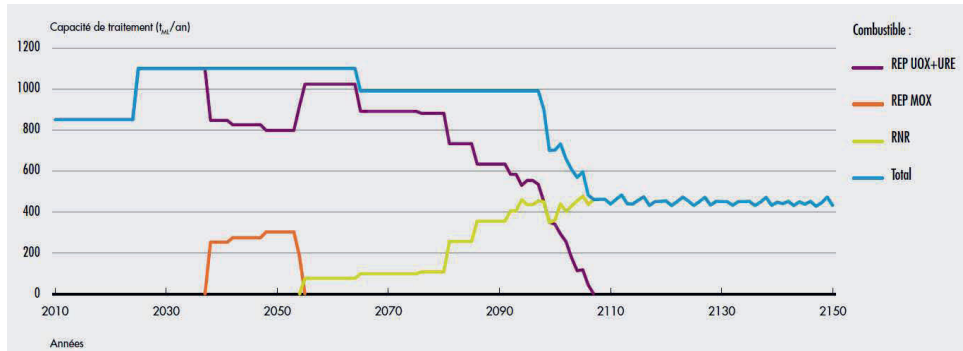


¹¹⁶ <https://www.iaea.org/sites/default/files/publications/documents/infircs/1998/infirc549a8-25.pdf>

¹¹⁷ Managing the UK plutonium stockpile: no easy choices – Août 2023 - <https://documents.manchester.ac.uk/display.aspx?DocID=68958>

Les capacités nécessaires de traitement des combustibles usés sont représentées sur la fig. 20

Figure 20 – Capacités de traitement pour le scénario de déploiement de RNR en 2040 à puissance installée constante



On peut distinguer les principales phases suivantes :

- à partir de 2040, l'intégralité du combustible REP-MOX est traitée en une quinzaine d'années en complément de combustibles REP-UO₂ pour produire le plutonium nécessaire au déploiement de la première vague de RNR. La capacité totale de 1100 tML/an (soit environ 2200 assemblages REP par an) serait en principe compatible avec les installations actuelles de La Hague (en retraitant les MOX en dilution) mais c'est à vérifier ;
- après 2110, seul le combustible RNR est traité. La capacité de traitement est de 450 tML/an (soit environ 2800 assemblages RNR/an) ;
- la période intermédiaire est caractérisée par le traitement conjoint de combustibles REP-UO₂ et RNR. La capacité de traitement s'établit à 1000-1100 tML/an pour tendre vers 450 tML/an à la fin du traitement des combustibles REP.

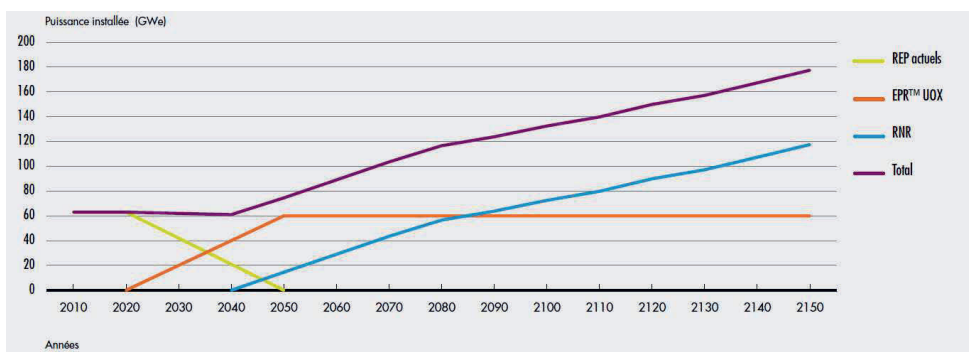
La deuxième variante suppose un décalage de l'introduction des RNR de 2040 à 2080. Il ne s'agit en fait d'un exercice d'école, car bien des raisons peuvent mettre en question la pertinence de deux créneaux séparés de 40 ans (croissance du parc électronucléaire, durée de vie des réacteurs...). Le démarrage de 60 GWe de RNR en trente ans impose de récupérer un millier de tonnes de plutonium durant cette même période. Cela nécessite de traiter de grandes quantités de combustibles, MOX en particulier. Reporter à 2080 le déploiement des RNR pose en particulier la question de l'impact, sur le cycle et les performances des RNR, du vieillissement supplémentaire du plutonium contenu dans les combustibles MOX usés. Ceux-ci ne sont en effet traités qu'au moment où apparaît le besoin de récupérer leur plutonium pour alimenter le parc de RNR. Les principales conclusions tirées de l'étude de ce scénario sont les suivantes :

- Ce scénario impliquerait que les combustibles soient produits et entreposés pendant de longues périodes plus longtemps, ce qui aurait pour conséquence la disparition d'une quantité significative de l'isotope très fissile qu'est le Pu 241 (demi-vie 14 ans) et donc de dégrader la qualité du Pu.
- L'accumulation d'Am 241 (descendant du Pu 241) dans les combustibles MOX conduirait, lors de leur retraitement, à générer 15 000 conteneurs de verre supplémentaires venant s'ajouter aux 100 000 colis de verre produits à l'horizon 2150 pour les scénarios d'introduction des RNR en 2040. De plus, le traitement des MOX usés après 2080 provoquerait un afflux d'actinides mineurs dans les déchets trois fois supérieur à celui qui résulterait d'un traitement en 2040. La production annuelle de colis de verre serait augmentée dans une proportion semblable (jusqu'à 3 500 conteneurs/an contre 1 000 conteneurs/an dans le scénario 2040).
- Le report du déploiement des RNR en 2080 nécessiterait de mettre en service un supplément de REP de 3e génération (20 GWe) qui engageront environ 140 000 tonnes d'uranium naturel supplémentaires pour les alimenter en combustible pendant toute leur durée de vie.

II - Dans la deuxième famille de scénarios, le déploiement des RNR n'est plus corrélé à l'arrêt des réacteurs à eau et suit son rythme propre défini par exemple par la disponibilité du plutonium. Le parc RNR ne remplace pas le parc REP, mais le complète et ce dernier est maintenu aussi longtemps que nécessaire. **Cette famille de scénarios s'inscrit dans une perspective de croissance de la puissance installée du parc nucléaire.** Deux variantes très contrastées ont également été étudiées dans cette seconde famille.

La première considère que le parc actuel est remplacé par un parc de 60 GWe d'EPR et que le complément de puissance nécessaire est assuré par RNR déployés à partir de 2040 en utilisant au mieux les disponibilités en matières fissiles. Le rythme de déploiement de RNR le plus élevé s'obtient en arrêtant le monorecyclage du plutonium dans les REP-MOX et en affectant tout le plutonium produit par les REP-UO₂ à la mise en service de nouvelles tranches de RNR. Le premier palier de déploiement de 60 GWe de RNR sur une quarantaine d'années correspond à l'utilisation du plutonium contenu dans tous les combustibles REP accumulés (et suffisamment refroidis pour être traités) à cette date. Ensuite, le déploiement pourrait se poursuivre au rythme moyen de 0,9 GWe/an en utilisant le plutonium continuant à être produit par le parc REP. Dans ces conditions, la puissance RNR installée pourrait atteindre 120 GWe en 2150, en complément du parc REP de 60 GWe (voir figure 21). Une sous-variante de ce scénario consiste à poursuivre le monorecyclage du plutonium dans les REP. Le déploiement des RNR est alors régi par la disponibilité du plutonium contenu dans les MOX usés et se fait à un rythme plus faible que ci-dessus, à une valeur moyenne de 0,5 GWe/an. La puissance RNR installée pourrait atteindre 60 GWe en 2150, toujours en complément du parc REP de 60 GWe (figure 21). Le taux de monorecyclage du plutonium dans les REP pourrait donc constituer une variable d'ajustement permettant d'adapter la vitesse de déploiement des RNR aux conditions du moment.

Figure 21 - Déploiement des RNR assisté par des REP UO2



La deuxième variante se situe à l'opposé de la précédente en ce sens qu'elle suppose une pénétration aussi massive rapide que possible de pénétration des RNR, par exemple en cas d'une pénurie annoncée d'uranium. On peut aussi imaginer des scénarios où le déploiement des premiers RNR répondrait à une logique différente. En effet, si le contexte de l'approvisionnement en uranium naturel ne l'impose pas de façon forte, on peut s'attendre à une certaine réticence des électriciens à modifier de façon profonde la structure de leur parc électronucléaire en basculant vers une technologie plus complexe et, au moins au départ, plus porteuse de risques que les réacteurs à eau. Le recours aux premiers RNR pourrait alors relever d'une logique de préparation de l'avenir visant à garantir un déploiement optimal quand ces nouvelles technologies deviendront nécessaires, et ce quel qu'en soit le moment. Bien que la France ait préparé de longue date le possible déploiement de RNR en se munissant de la technologie du cycle fermé et des installations associées (voir paragraphe 4.1), une trop longue attente pourrait remettre en cause cet avantage stratégique en repoussant à de trop lointaines échéances l'utilisation du plutonium contenu dans les combustibles MOX usés, et par là même la pérennité des installations du cycle (usine de La Hague en particulier). L'un des éléments de cette optimisation serait de maintenir l'avantage que procure la situation actuelle, en introduisant, dès que possible, un nombre minimum de RNR qui permettraient, en tirant parti du plutonium contenu dans les combustibles MOX usés, de maintenir la bonne isotopie globale de cette matière et éviter d'entreposer une masse toujours croissante de plutonium en attente d'utilisation. Dans cette approche, les premiers RNR déployés auraient pour mission, en assurant sa complétude, d'apporter un

service complémentaire au parc électronucléaire tout en préparant au mieux l'avenir par le maintien des compétences et des capacités industrielles. À cet égard, différents critères peuvent être considérés pour bâtir un scénario répondant à cette approche comme la stabilisation à une date donnée de la masse de combustibles MOX usés ou la stabilisation de la masse de plutonium en attente. L'hypothèse d'un parc REP maintenu à puissance constante, resterait dans son principe valable pour un niveau de puissance installée moindre. Une telle hypothèse se traduirait simplement par une réduction en proportion du rythme de déploiement de ces premiers RNR.

Au terme de cette analyse, il apparaît que ces scénarios de type « cas d'école » ont le mérite d'apporter un éclairage sur les limites de ce qu'il est possible de faire. La réalité sera sans aucun doute tout autre, mais face à un avenir assurément incertain, la disponibilité de RNR permettrait de disposer d'un facteur de flexibilité supplémentaire pour gérer le parc actuel et préparer au mieux la transition vers cette technologie le jour où les conditions pour le faire seront réunies. La France bénéficie actuellement d'un ensemble d'éléments favorables à une telle émergence : en premier lieu une industrie du traitement et du recyclage mature et opérationnelle, mais aussi des compétences sur les **RNR et du cycle du combustible associé**, tant au niveau de la recherche que de l'industrie. C'est un avantage unique qu'il convient de ne pas laisser disparaître. Ajoutons à cela que la mise à l'équilibre d'un parc de RNR capable de remplacer le parc existant de REP s'étalera **au minimum sur un siècle à partir de la décision de construire un démonstrateur de type Astrid**. En effet, la durée de construction puis l'exploitation d'un prototype industriel pendant un temps suffisant pour pouvoir lancer des RNR à une échelle industrielle sera au minimum d'une quinzaine d'années. À partir de cette date, on a vu qu'il faudra compter au moins 60 à 70 ans pour parvenir à un parc constitué uniquement de RNR, du fait **de délais incompressibles imposés par la disponibilité du plutonium** produit par les réacteurs existants, et cela, sans tenir compte des pesanteurs et aléas de tous ordres dont le nucléaire français s'est fait une spécialité. Autrement dit, ce n'est pas avec deux femmes que l'on peut faire un enfant en quatre mois et demi !

Voilà pourquoi « le plus tôt sera le mieux ».

5.4 – L'exception française sur les RNR : grandeur, décadence et dérobade

La France s'est engagée dans un programme de développement des RNR dès qu'elle a eu connaissance des travaux américains sur le sujet, au début des années 1950 (voir paragraphe 3.1), peu après avoir isolé les premiers milligrammes de plutonium.

Note - C'est le 20 novembre 1949 que Bertrand Goldschmidt, qui avait participé à la création du CEA (instauré par le décret du 18 octobre 1945, signé par le général de Gaulle), isola avec son équipe les premiers milligrammes de plutonium français à partir d'oxyde d'uranium irradié pendant 11 mois dans la « pile atomique » Zoé (qui a elle-même divergé en décembre 1948 sur le site de Fontenay-aux-Roses). En 1952, cette même équipe mit au point un nouveau procédé Purex évoqué au paragraphe 4.1.

C'est à partir de 1953 que débutèrent des études exploratoires sur le sodium au centre de Fontenay-aux-Roses (FAR). Elles ont d'abord débouché sur la réalisation d'un premier échangeur expérimental sodium-eau de 600 kW. Dans le même temps, des études ont été initiées sur le combustible et la physique du cœur des RNR. C'est à la fin de l'année 1956 que s'est constitué à Saclay un premier noyau de physiciens et d'ingénieurs qui se sont consacrés aux études sur les RNR et c'est en 1958 qu'ont démarré les études d'un premier réacteur expérimental dont la construction a été lancée en 1962 sur le site de Cadarache : ce fut le réacteur **Rapsodie** (contraction de « rapide sodium », en prenant un peu de liberté avec l'orthographe) d'une puissance de 38 MWth. Il divergea le 27 janvier 1967 et a fonctionné très régulièrement pendant une quinzaine d'années en apportant une manne de connaissances sur la technologie sodium et sur le combustible MOX choisi au départ comme référence, mais après bien des hésitations et **en achetant du plutonium aux Anglais** (bien que le réacteur ait été également chargé au début avec du combustible à uranium très enrichi fourni par les Américains, dans le cadre d'accords avec

l'organisation du traité européen Euratom¹¹⁸ (page 327). Ce combustible a été fabriqué dans une installation dédiée dénommée « ATPu » (Atelier de Technologie du Plutonium) qui commença à produire ses premiers assemblages de combustible dès l'année 1962 (cette installation a fourni du combustible pour le prototype anglais de RNR). Par ailleurs, un laboratoire baptisé Cyrano (encore lui !), destiné à mettre au point un procédé hydrométallurgique de **retraitement des combustibles usés MOX**, est **entré en service en 1968 sur le site de FAR, ce qui va permettre de retraiter une centaine de kg de combustible usés (CbU) MOX**. On a donc commencé à « s'occuper du cycle » des RNR il y a 56 ans ! Qu'on se le dise. L'année suivante, un petit prototype industriel de retraitement des CbU MOX est entré en service sur le site de La Hague. Cet atelier baptisé AT1 va permettre de retraiter entre 1969 et 1977 près d'une tonne de CbU MOX contenant 754 kg de mélange U + Pu provenant essentiellement de Rapsodie (voir paragraphe 4.1). Cette opération a permis de démontrer la possibilité technique de « **fermer** » le cycle du combustible.

Le réacteur **Rapsodie**, inauguré en novembre 1967 par le Général de Gaulle, a fonctionné de façon à peu près correcte jusqu'en 1980 où fut détecté indirectement (par la présence anormale d'aérosols dans l'azote de la double enveloppe) une très petite fuite de sodium primaire à travers la cuve principale. Puis, en 1982 c'est une fuite également minime (équivalente à un trou de 0,5 cm²) qui fut détectée dans la cuve de sécurité sans que l'on puisse toutefois la localiser précisément. Bien que les réparations soient envisageables, elles ont été jugées trop longues et trop coûteuses et il fut finalement décidé cette même année d'arrêter définitivement le réacteur (non sans avoir mené pendant l'année 1983 certaines expériences ultimes de sûreté, comme l'arrêt de toutes les pompes de circulation sans chute des barres).

La deuxième grande étape du programme français a été la construction d'un démonstrateur industriel de taille significative d'une puissance électrique de 250 MWe : **Phénix** (déjà évoqué au paragraphe

¹¹⁸ Le complexe atomique : histoire politique de l'énergie nucléaire – Bertrand Goldschmidt – Fayard - 1980

3.3). Les travaux débutèrent en novembre 1968 et le réacteur fut connecté au réseau en décembre 1973. Il a fonctionné pendant 35 ans (mais aux 2/3 de sa puissance à partir de 2003), avec cependant quelques arrêts prolongés pour des réparations diverses et perfectionnements nécessités par les réévaluations de sûreté, au titre desquels on peut citer l'inspection en service des internes de la cuve.

Note – Mentionnons ici un évènement troublant et inexplicable survenu à quatre reprises en 1989 et 1990 (mais qui ne s'est jamais reproduit par la suite) de variation subite et oscillatoire de la réactivité du cœur. La recherche des causes possibles de ces variations de réactivité, heureusement négatives, mais qui n'ont jamais été constatées ailleurs dans le monde, a suscité de multiples investigations qui n'ont pas permis d'identifier avec certitude l'origine exacte de ces phénomènes. L'explication la plus probable a été cependant celle d'un « gerbage » du cœur sans pour autant identifier clairement le scénario qui pouvait en être la cause. Pour plus de détails sur cet évènement unique, le lecteur pourra consulter le document¹¹⁹ page 81.

L'arrêt définitif de Phénix a été prononcé en 2009 par les autorités de sûreté qui ont estimé que les problèmes liés à son vieillissement ne permettaient plus d'assurer toute la sécurité voulue pour un réacteur nucléaire. Cet arrêt ayant été anticipé, l'exploitant en a profité pour mener des expériences tout à fait instructives qui n'auraient pas été possibles en fonctionnement normal. À l'issue de cette longue carrière d'exploitation, le réacteur **Phénix a laissé en héritage une quantité considérable de connaissances** qui vont être soigneusement documentées et archivées pour les besoins futurs. En effet, outre un outil de production d'électricité, un très grand nombre d'expériences et de tests ont été menés sur ce réacteur dans plusieurs domaines : physique du cœur (y compris pour la transmutation des actinides mineurs), thermohydraulique, comportement du combustible sous irradiation (avec des taux de combustion dépassant 150 GWj/t), qualification de codes de calcul, technologies sodium (y compris chimie du sodium), sûreté. Par ailleurs, de précieux enseignements

¹¹⁹ <https://www.cea.fr/Documents/monographies/reacteurs-nucleaires-sodium-surete-environnement.pdf>

ont été tirés de tous les incidents qui ont émaillé le fonctionnement du réacteur, concernant essentiellement : les pompes primaires et secondaires qui ont toutes été réparées, le combustible (15 ruptures de gaines), les circuits de sodium (32 fuites de sodium), les échangeurs intermédiaires (tous sortis et réparés plusieurs fois), les GV (également tous réparés), les réactions sodium-eau (5 en tout).

L'histoire de Phénix et l'ensemble de ses acquis ont fait l'objet de deux ouvrages remarquables ¹²⁰. Rappelons en outre les acquis majeurs dans le domaine du retraitement des combustibles et du recyclage du plutonium (voir paragraphe 4.1).

Au début des années 1970, alors que s'achève la construction de Phénix, la définition d'un RNR de très grande puissance, **1200 MWe**, est en cours. Sa conception est affinée sur la base du retour d'expérience des premières années de fonctionnement de Phénix. Sa construction commence en décembre 1976 sur le site de Creys-Malville situé à 30 km à l'est de Lyon. Le projet, baptisé tout naturellement **Superphénix (SPX)**, est le fait d'une collaboration européenne, notamment entre EDF (51 %), la société italienne ENEL (33 %) et la société allemande SBK (16 %) regroupant les électriciens allemands RWE, néerlandais SEP et Belge Electrabel, lesquels vont assurer de ce fait la fourniture de certains grands composants. L'histoire de SPX va être extrêmement mouvementée à toutes les étapes de son développement. Cette histoire a d'ailleurs fait l'objet de plusieurs publications, dont un livre¹²¹ écrit par Georges Vendryes qui est considéré avec juste raison comme le « père » des RNR en France.

Rappelons d'abord que sa construction va s'étaler sur 10 ans et elle va susciter beaucoup de contestations et même une opposition virulente puisqu'il y aura malheureusement un mort lors d'une grande manifestation sur le site le 31 juillet 1977. Ce djihad prendra l'allure de guérilla puisque le chantier sera même attaqué au lance-roquette le 18 janvier 1982 et l'une des 5 roquettes lancées avec précision parvint dans le bâtiment réacteur, via une brèche existante, mais elle ne fit heureusement aucune victime. Il

¹²⁰ Phénix: une histoire de coeur et d'énergie – Jean François Sauvage – CEA Valrho – 2004 et Phénix - Le retour d'expérience – Joël Guidez EDP Sciences - 2013

¹²¹ Superphénix : pourquoi – Georges Vendryes – Nucléons - 1997

faut dire que le journal « La gueule ouverte » écrit à l'époque : « *il faut pénétrer le site pour y détruire tout ce qu'il est possible de détruire, il faut être prêt à cogner à faire mal et pisser le sang aussi bien qu'à recevoir des coups et risquer sa vie SPX, c'est Auschwitz à l'échelle planétaire* ». Excusez du peu. Le réacteur va tout de même finir par démarrer et il va être connecté au réseau en janvier 1986.

La France devient alors **le pays le plus en avance au monde sur la technologie des RNR**, et cela lui confère un prestige international inégalé dans le domaine nucléaire, d'autant plus que parallèlement, EDF met en service 5 ou 6 REP par an, soit jusqu'à un réacteur tous les deux mois ! **GRANDEUR.**

Mais les difficultés persistent ensuite au stade de l'exploitation qui sera interrompue de très nombreuses fois pour des raisons techniques, mais aussi politiques et sociales, se traduisant par de multiples recours juridiques (qui confinent au harcèlement délibéré des opposants) et des batailles administratives qui vont immobiliser le fonctionnement du réacteur pendant une durée cumulée de 54 mois. La ministre de l'Environnement est alors l'avocate **Corine Lepage**, farouche opposante au nucléaire, qui exerce ses talents avec brio. Ce sont d'ailleurs des motivations à caractère purement politique qui vont finalement entraîner en 1997 ce que certains appelleront la « mise à mort » de ce monument technologique devenu la cible privilégiée de la contestation antinucléaire en France et même en Europe.

Ce n'est pas le lieu ici de commenter ces événements et encore moins de retracer même de façon succincte ce feuilleton technico-politique. On se contentera de signaler trois des incidents qui ont eu des conséquences significatives en termes de durée d'arrêt du réacteur : fuite au niveau du « barillet » (grande cuve de stockage intermédiaire en sodium des assemblages combustibles neufs et usés) à cause d'un mauvais choix de matériau (proposé par le partenaire allemand), ce qui a condamné l'usage de ce barillet, défaut d'une membrane d'un petit compresseur d'argon primaire qui a provoqué des entrées d'air dans le ciel de la cuve principale et une pollution du sodium primaire qui a nécessité une longue opération de purification du sodium, défaut d'une soudure d'un tube

d'alimentation de cloche d'échangeur qui a conduit à une opération complexe de réparation à distance et en ambiance sodium. Ajoutons à cela un incident non nucléaire, mais bien malencontreux et, il faut le dire, peu reluisant, survenu en décembre 1990 à la suite d'une chute de neige exceptionnelle qui a entraîné l'effondrement partiel du toit de la salle des machines sous le poids de la neige ! Tout a été tenté pour sauver le soldat Superphénix, y compris des propositions visant à transformer cette superbe machine conçue pour produire du plutonium en engin luciférien destiné à le dévorer !

La condamnation (sans appel) à la peine capitale sera prononcée dans un décret de mise à l'arrêt définitif qui sera publié le 30 décembre 1998. Il est co-signé par l'implacable procureur Dominique Voynet, qui a succédé à Corine Lepage, et qui proclame « *de la même façon qu'on a abandonné les avions renifleurs, on abandonne Superphénix* ». Cet oukase politique laissera une empreinte indélébile dans l'histoire du développement des RNR. **DECADENCE.**

***Note d'humeur** – Pour illustrer cette hystérie politico-médiatique, nous reproduisons textuellement ici quelques extraits d'un article publié le 12 février 1998, dans le journal « Le Nouvel Observateur » intitulé « Superphénix, le délire de la nucléocratie » : « ... polytechniciens qui nous promettent le mouvement perpétuel ... conçu par des ingénieurs cyniques ... pondu par le lobby des fabricants de casseroles ... machine pourrie imaginée par de franchouillards zozos... qu'on aurait dû tout de suite les enfermer dans un asile ». Et de qualifier ce réacteur de « ... marmite infernale de sodium et de plutonium diabolique ». Non content de ces propos outranciers proches de la diffamation, ce « journaliste » (qui se reconnaîtra s'il lit ces lignes) dénonçait « ... les aspects mensongers de la propagande » en écrivant doctement « qu'il ne s'agissait pas vraiment de créer davantage de combustible que l'on en consomme ». Devant cette avalanche de propos venimeux, l'auteur de ce livre avait envoyé au journaliste une lettre, écrite évidemment dans un style tout à fait convenable, qui se terminait par « ... et vous pourrez donc continuer à répandre votre vérité en écrivant des*

articles destructeurs dans vos bureaux éclairés par EDF à qui vous devez au moins la lumière ». Le directeur (et fondateur) du journal, Jean Daniel, était en copie de cette lettre. Je n'ai jamais reçu de réponse.

Comme point d'orgue à ce funeste épisode, citons les propos du maire de la commune de Morestel, village voisin du site de Superphénix : *« SPX doit mourir parce que la politique pire que l'idéologie est passée par là tout le reste n'est que littérature dans un théâtre d'hypocrisie »*. Nous accompagnons cette citation de la photo de la stèle érigée à l'entrée du site.

ICI GIT SUPERPHENIX

Tué par l'état et Mme Voynet

1977 – 1997

A la mémoire des 3000 emplois perdus



L'évènement va évidemment conduire à une réorientation des programmes de R&D sur les RNR en France, sans toutefois les réduire sensiblement. En effet, ces activités vont d'abord être focalisées autour des expériences et des tests menés sur le réacteur Phénix qui, comme on l'a vu, a fonctionné jusqu'en 2009. De nouveaux programmes vont également être initiés dans le cadre de la participation très active de la France aux travaux sur les réacteurs de quatrième génération (Forum international Gen-IV) avec en particulier des études de conception des RNR à gaz.

C'est le 5 janvier 2005, que le président de la République Jacques Chirac déclara, lors de ses vœux aux *"forces vives de la nation"*, *« Il faut préserver notre avance dans le nucléaire...(et)... nous devons prendre de nouvelles initiatives. De nombreux pays travaillent sur la nouvelle génération de réacteurs, celle des années 2030-2040, qui produira moins de déchets et exploitera mieux les matières fissiles »*. Puis il annonce sa décision de lancer *"dès maintenant la conception au sein du Commissariat*

à l'énergie atomique d'un prototype de réacteur de quatrième génération qui devra entrer en service en 2020".

Renouveau. Le traumatisme causé par l'arrêt de SPX qui était resté ancré dans un bon nombre de mémoires, va pouvoir s'effacer. Cette orientation stratégique a été avalisée en 2005 par le Comité de l'énergie atomique présidé par le Premier Ministre, qui a recommandé que la priorité des recherches en France sur les réacteurs nucléaires de quatrième génération soit donnée aux RNR à caloporteur sodium. Elle a été ensuite inscrite dans la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique qui énonce dans l'un des volets que « le développement des technologies des réacteurs nucléaires du futur, en particulier avec le soutien des technologies nécessaires à une gestion durable des déchets nucléaires ». Cette orientation a été reprise dans la loi 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs qui stipule dans son article 3 : « ... les études et recherches (sur les déchets) sont conduites en relation avec celles menées sur **les nouvelles générations de réacteurs nucléaires** mentionnés à l'article 5 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique ... afin de disposer, en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de **mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020** ».

Les études sont alors initiées au CEA afin de définir en 2010 les choix structurants et des options ouvertes, pour ce prototype baptisé Astrid (Advanced sodium Technology Reactor for Industrial Demonstration), intégrant de nouvelles avancées en matière de sûreté et d'optimisation de la conception et des coûts. Le CEA lance alors un avant-projet sommaire dont la fin est prévue en 2014. Dans ce programme, le CEA prévoit pour 2016 la mise en service de l'atelier de fabrication de cœurs. Le 5 mai 2014, le Premier ministre japonais Shinzo Abe signe un accord de coopération avec le président de la République François Hollande, engageant le Japon dans le développement du projet français Astrid et qui lui demande de relancer le surgénérateur Monju de la centrale nucléaire de Tsuruga, ceci afin d'y tester les combustibles d'Astrid. Cet accord couvrait l'ensemble de la phase d'études, jusqu'à la fin de la phase d'avant-projet détaillé fin 2019.

C'est alors que survient une réplique du séisme ravageur de 1997 : la décision d'interrompre le projet Astrid. C'est au travers d'un article de presse, paru le 29 août 2019, que cette décision a été rendue publique. Elle a été confirmée le lendemain par un communiqué de presse du CEA annonçant le report de cette construction à la fin du siècle. Nouvelle **DÉCADENCE**.

Pour faire bonne mesure, cette décision, prise sans aucune concertation préalable, a été entérinée dans le texte qui énonce la stratégie française pour l'énergie et le climat dans lequel il est explicitement écrit : *« ... dans la mesure où les **ressources en uranium naturel sont abondantes et disponibles à bas prix, au moins jusqu'à la deuxième moitié du 21e siècle, le besoin d'un démonstrateur et le déploiement de RNR ne sont pas utiles avant cet horizon. Les travaux relatifs aux RNR ont donc vocation à être réorientés** »*. On se demande qui a pu laisser inscrire dans un document officiel cette affirmation sans nuance et aussi spécieuse. Ajoutons à cela le fait que cet oukase n'a été révélé au public qu'au travers d'articles de presse dont l'un d'eux avait titré : *« La France abandonne la quatrième génération de réacteurs. Un coup dur pour l'avenir de la filière »*.

On peut légitimement s'interroger sur les motivations profondes d'une décision prise en catimini, qui fragilise notre avenir énergétique, dont la composante majeure est l'énergie nucléaire. Était-ce le signe d'une volonté de désengagement progressif de la France de l'industrie nucléaire dans son ensemble, et donc de la recherche dans ce domaine ? On est en droit de le supposer quand on se réfère aux propos de la ministre de la transition énergétique de l'époque qui déclara au Parlement, à propos de l'arrêt de Fessenheim *« ... avec cette décision, nous transformons en profondeur notre modèle énergétique et nous engageons l'action de la réduction de la part du nucléaire d'ici 2035 tout en développant massivement les énergies renouvelables »*. La meilleure preuve que l'on peut donner du caractère néfaste de cet arrêt du projet de démonstrateur industriel de RNR, c'est qu'il a été largement salué par les associations hostiles au nucléaire. Comme on les comprend !

Deux justifications ont été avancées : le prix de l'uranium durablement bas, qui ne justifiait pas dans l'immédiat d'investir dans de

nouveaux réacteurs économes en ressources naturelles ; la nécessité d'approfondir les connaissances sur le cycle du combustible associé à ASTRID. Sans rire (voir paragraphe 4.1).

À la suite de ce nouveau coup de massue porté au devenir de l'énergie nucléaire, l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) a été saisi par le bureau de l'Assemblée nationale d'une demande d'évaluation de la « pertinence scientifique et technique de l'abandon du projet de réacteur nucléaire de 4e génération baptisé Astrid et ses conséquences au regard des enjeux climatiques, énergétiques et industriels de notre pays ». L'OPECST a procédé alors à une large consultation des parties prenantes : chercheurs, associations, acteurs institutionnels, industriels et représentants des différentes filières, qui leur a permis de rencontrer, au total, plus de 150 interlocuteurs impliqués sur ce sujet. Il en est résulté un rapport publié le 8 juillet 2021, intitulé « énergie nucléaire du futur et les conséquences de l'abandon du projet de réacteur nucléaire de 4e génération Astrid », dans lequel sont identifiés **quatre impacts principaux de cette décision** que nous rapportons in extenso :

- elle sème le doute sur la cohérence de la démarche de fermeture du cycle suivie depuis 70 ans, donc sur les intentions de la France à long terme. La France risque d'être perçue comme un partenaire peu fiable en matière de R&D. De plus, les pays souhaitant acheter des centrales nucléaires en s'appuyant sur des fournisseurs pérennes pourraient s'interroger sur les intentions de la France ;
- ASTRID était le projet phare de la R&D nucléaire en France. Dans un contexte déjà difficile, l'annonce de son abandon a eu un impact négatif sur l'attrait de la filière pour les étudiants ;
- en l'absence de projet fédérateur, l'acquis de 70 ans de recherches sur les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium pourrait être perdu ;
- à plus long terme, la stratégie de fermeture du cycle du combustible pourrait être abandonnée, avec des conséquences potentiellement

lourdes sur l'industrie nucléaire française et sur le stockage géologique des déchets.

En conclusion de ce rapport les rapporteurs considèrent « ... *qu'il est nécessaire de réagir rapidement pour montrer que la France dispose toujours d'une vision claire de l'avenir de l'énergie nucléaire...* » et ils « ... *proposent de refonder une stratégie de recherche sur le nucléaire avancé, au travers d'un projet ou d'une proposition de loi programmatique qui serait l'occasion d'un large débat au sein du Parlement* ».

Il nous faut citer également le remarquable rapport de la Commission d'enquête parlementaire, publié en mars 2023¹²² (présidée par le député Raphaël Schellenberger) « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France », dont une des recommandations (NN° 25) est de « *relancer la construction d'un démonstrateur de type ASTRID, d'une puissance potentiellement plus modeste, pour rattraper le retard accumulé pendant 30 ans, et continuer à développer la recherche associée sur le cycle du combustible* ».

Aujourd'hui, on ne voit toujours rien venir. Peut-être par manque de disponibilités de certains responsables trop occupés à piloter des enquêtes publiques qui s'accumulent sur tous les sujets, y compris les plus anodins, mais politiquement plus rémunérateurs.

En guise de conclusion sur ce point, on a envie de reprendre ces quelques vers écrits par un célèbre fabuliste :

« ... *Se trouva fort dépourvue
Quand la Bise fut venue ...
... Elle alla crier famine
Chez la Fourmi, sa voisine...
... Que faisiez-vous au temps chaud ?
Dit-elle à cette emprunteuse ... »*
Tout le monde connaît la suite.

¹²² https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/rapports/ceindener/l16b1028_rapport-enquete.pdf

5.5 – Pendant ce temps-là, le reste du monde s’agite

Nous avons déjà évoqué à plusieurs reprises quelques-uns des développements passés sur les RNR dans différents pays, notamment aux paragraphes 3.1 et 3.3 (avec le tableau 6 a et 5 b) pour ce qui concerne les réacteurs et au paragraphe 4.1 pour ce qui concerne le cycle du combustible. On ne reviendra donc pas sur cette longue histoire qui est par ailleurs décrite dans notre livre au chapitre 14.4. Rappelons simplement ici que les RNR ont fait l'objet de travaux de R&D et de réalisations industrielles dans les pays suivants (cité ici dans l'ordre chronologique des réalisations) : États-Unis, Russie (ex-Union soviétique), Royaume-Uni, France, Japon, Allemagne, et, plus récemment, Inde et Chine. Aujourd’hui, des développements significatifs incluant la réalisation de prototypes industriels et même de réacteurs commerciaux sont **la Russie, la Chine et l'Inde** (le cas de la France a été examiné déjà à différentes reprises dans ce livre). Les États-Unis, le Royaume-Uni et le Japon restent actuellement en retrait pour des raisons que nous expliquerons plus loin, mais un nouvel entrant, la Corée du Sud, s’inscrit depuis peu dans le mouvement, comme nous le verrons également. D’autres pays réalisent par ailleurs des travaux de R&D sur les RNR, via des collaborations internationales ou dans le cadre des actions financées des programmes de l’Union européenne (UE). Nous évoquerons également ces travaux.

Pour ce bref tour d’horizon sur les développements en cours ou prévus dans le monde concernant les RNR nous avons préféré un classement par type de RNR, à savoir, les RNR-Na, les RNR-Pb, les RNR-Gaz et les RSF.

Les RNR-Na

Outre la France, les pays qui travaillent sur cette filière sont les USA, le Japon, la Corée du sud, la Russie, la Chine, l’UE et l’Inde. Les projets en cours de développement dans ces pays sont respectivement AFR-100, JSFR, KALIMER, BN-1200, CFR-600, ESFR. Nous ne citons pas ici Astrid, pour la France, puisque, comme on l’a vu, ce projet a été « suspendu » pour une période indéterminée. Les principaux axes de développement s’articulent autour des systèmes de sûreté, des matériaux avancés, des combustibles,

des grands composants, et ils intègrent d'importantes innovations technologiques visant à réduire les coûts.

La Russie reste largement en tête des pays les plus avancés dans le déploiement des RNR-Na. Citons tout d'abord son réacteur **BN-600** (600 MWe), qui est entré en service en 1980 (donc 8 ans avant SPX !), et qui fonctionne toujours comme une horloge avec un facteur de charge qui tourne régulièrement autour de 80 % depuis 20 ans. C'est évidemment devenu le **record mondial de longévité et de performance dans sa catégorie**. En 2022, d'importants travaux de jouvence ont été réalisés en vue de prolonger sa durée d'exploitation jusqu'en 2040 (remplacement de huit évaporateurs et d'un générateur de vapeur, modernisation des turbogénérateurs, travaux sur le circuit sous pression, contrôle de qualité du métal). Le deuxième réacteur de la série des « BN » est le BN-800 (885 MWe) qui est entré en service commercial en octobre 2016. Il fonctionne également régulièrement avec un facteur de charge moyen d'environ 70 % depuis son démarrage. Il a été initialement chargé avec du combustible à uranium enrichi, mais depuis janvier 2021, il fonctionne uniquement avec du combustible MOX. Notons enfin que les Russes envisagent de construire un réacteur de 1200 MWe, le BN-1200, qui deviendra donc l'équivalent de notre Superphénix, mais sans avoir à supporter le pilonnage destructeur des opposants dont ce dernier fut victime et qui lui fut fatal.

En Chine, un RNR-Na de 680 MWe dénommé CFR-600 (ou Xiapu-1) a démarré en 2023 avec un cœur initial chargé avec de l'uranium enrichi (fourni par la Russie). Un deuxième réacteur totalement identique, Xiapu-2 est en cours de construction et devrait démarrer en 2026.

***Note** – L'entreprise russe Rosatom et l'Autorité chinoise de l'énergie atomique (CAEA) ont signé en mars 2023 (en marge de la visite officielle en Russie du président chinois, Xi Jinping, du 20 au 23 mars 2023), un programme global de coopération à long terme dans le domaine des réacteurs à neutrons rapides et de la fermeture du cycle du combustible nucléaire. Dans la déclaration faite par le directeur général de Rosatom à l'occasion de cet événement, celui-ci a précisé que cet accord « couvre un large éventail de domaines en élargissant la coopération dans les projets en cours, ainsi que la mise en œuvre de nouveaux projets liés aux réacteurs à neutrons*

rapides tels que la production de combustible uranium-plutonium et la gestion du combustible nucléaire irradié ».

En Inde, le PFBR (Prototype Fast Breeder Reactor) de 500 MWe devrait démarrer cette année une fois achevé le chargement complet du cœur qui a commencé début mars et les tests préliminaires réalisés. Sa construction, commencée en 2003, a été émaillée de difficultés de tous ordres, dont celles liées au boycott international résultant de ses essais de bombes atomiques de mai 1998, qui n' a été levé qu'en 2007. On notera au passage que ce réacteur est presque une copie conforme de notre réacteur Phénix grâce aux informations techniques livrées par la France dans le cadre de sa très ancienne coopération entre les deux pays initiée dès les années 1950¹²³.

Aux États-Unis, la situation vis-à-vis des RNR est tout à fait particulière à cause du bannissement idéologique du plutonium instauré en 1977 par leur président de l'époque, Jimmy Carter, qui est toujours gravé dans un bon nombre d'esprits, notamment celui de certains responsables qui gravitent dans le secteur nucléaire. Pourtant, les lois de la physique nucléaire sont les mêmes chez eux comme chez nous : point de plutonium, point de surgénération (voir paragraphe 2.1). Nous avons à l'époque osé afficher notre désaccord sur cet ostracisme au travers d'un article (co-écrit avec Patrick Ledermann, aujourd'hui membre de l'Académie des technologies), publié en 1999 et intitulé « Toward plutonium rehabilitation », que nous avons présenté aux États-Unis (à Jackson Hole, dans le Wyoming), lors de la conférence internationale Global 99. Nous rapportons ici la dernière phrase de cet article, car elle résume bien à elle seule le propos central de ce livre : « ***The hell's material can built the paradise of our children*** ». Ce dogme qui perdure depuis presque un demi-siècle commence néanmoins à se fissurer, mais le mot même de plutonium, reste exclu du langage officiel. En attendant des jours meilleurs, quelques projets de « petits » RNR-Na (désignés sous le nom générique d'AMR, pour Advanced Modular Reactor) sont dans les cartons. Le plus connu est celui qui est proposé par la société Terra Power créée en 2006 par Bill Gates (ça

¹²³ « Compatriotes de l'atome ? La coopération nucléaire franco-indienne, 1950-1976 »-Jayita Sarkar, Dans "Critique internationale" 2014/2 (N° 63), pages 131 à 149 - Éditions Presses de Sciences Po

aide !) qui propose un réacteur de 345 MWe, dénommé **Natrium**, alimenté par de l'uranium enrichi (à moins de 20 %). Ce réacteur est en fait couplé avec un système de stockage d'énergie à base de sels fondus qui peut augmenter la production du système à 500 MWe pendant plus de cinq heures et demie en cas de besoin. Ce projet (auquel est associé Framatome US pour la conception du système de manutention du combustible) est aujourd'hui bien avancé avec une demande d'autorisation en cours auprès de la NRC et la construction de la partie non nucléaire dès cet été sur un site de la petite localité de Kemmerer, dans le Wyoming. D'autres projets sont également proposés par diverses compagnies privées américaines, ARC 100, de la société Advanced Reactor Concepts LLC (ARC), créée en 2006, qui développe un RNR-Na de 100 MWe basé sur l'EBR-II, qui pourrait fonctionner pendant 20 ans sans renouvellement du combustible en uranium enrichi.

Parmi les autres concepts, citons celui de **source de chaleur nucléaire encapsulée** (ENHS) qui est un réacteur refroidi par métal liquide de 50 MWe en cours de développement par l'Université de Californie. Le cœur se trouve dans un module rempli de métal situé dans un grand bassin de liquide de refroidissement secondaire en métal fondu qui accueille également les générateurs de vapeur séparés et non connectés. Le combustible est un alliage uranium-zirconium enrichi à 13 % en U (ou U-Pu-Zr à 11 % de Pu) d'une durée de vie de 15 ans. Après cela, le module est retiré, stocké sur site jusqu'à ce que le liquide de refroidissement principal (ou Pb-Bi) se solidifie, puis il est expédié en tant qu'élément autonome et blindé. Un nouveau module alimenté serait fourni avec un liquide de refroidissement primaire. L'ENHS est conçu pour les pays en développement, mais n'est pas encore proche de la commercialisation.

STAR-H2 est une adaptation pour la production d'hydrogène, la chaleur du réacteur jusqu'à 800°C étant transportée par un circuit d'hélium pour alimenter une usine de production d'hydrogène thermochimique séparée, tandis que la chaleur de moindre qualité est exploitée pour le dessalement (processus flash en plusieurs étapes). Toute production commerciale d'électricité se ferait alors à l'aide de piles à combustible, à partir de l'hydrogène. Son développement est plus lointain.

Le Japon, qui a toujours entretenu des relations étroites avec la France dans le secteur nucléaire, poursuit également des travaux de R&D pour maintenir ses compétences acquises avec la construction et le fonctionnement, à partir d'avril 1994, de son prototype Monju de 250 MWe. L'architecture générale, de ce RNR-Na était assez différente de celle de son homologue français Phénix (de même puissance) puisqu'il s'agissait d'un réacteur « à boucle » (comme nos REP) alors que Phénix était un réacteur de type intégré avec des pompes et échangeurs primaires plongés dans le sodium de la cuve principale contenant le cœur du réacteur. Malheureusement, un incendie est survenu le 8 décembre 1995 à cause d'une fuite de sodium (d'environ 700 kg) dans le circuit secondaire, dont les conséquences médiatiques ont été majeures du fait de certaines dissimulations révélées peu après (qui a entraîné le suicide du directeur général adjoint de la centrale). Ce n'est qu'en mai 2010 que le réacteur a été autorisé à redémarrer, donc après 15 longues années de « punition ». Trois mois plus tard, un autre accident provoqué par une chute d'appareil de manutention a conduit à un nouvel arrêt du réacteur. C'est alors que survint en mars 2011 l'accident de Fukushima dont une des conséquences sera l'imposition d'exigences drastiques pour que le réacteur puisse être autorisé à redémarrer. Le coût des travaux associés sera finalement jugé trop élevé son l'arrêt définitif sera prononcé en décembre 2016. Toutefois, ce triste épisode n'a pas entamé la volonté de certains responsables du secteur nucléaire au Japon qui souhaitent relancer un jour le développement de cette filière, ce qui justifie la poursuite des travaux de R&D mentionnés au début.

En Corée du Sud, les études sont focalisées sur le projet SALUS (Small, Advanced, Long-cycled and Ultimate Safe) qui un petit RNR-Na de 100 MWe, dont l'objectif de pouvoir générer en continu de l'électricité pendant 20 ans sans avoir à renouveler le combustible.

Au niveau de **l'Union européenne**, signalons le financement partiel d'un projet baptisé ESFR-SMART qui a démarré fin 2017 basé sur l'ancien concept ESFR (European Sodium Fast Reactor) qui a pour objectif principal d'intégrer les nouvelles règles de sûreté résultant principalement de

l'accident de Fukushima. Ce projet est particulièrement bien présenté dans le document¹²⁴.

Enfin, pour ce qui concerne **La France**, on a vu que des travaux de R&D se poursuivent au CEA malgré l'arrêt du projet Astrid, mais à un niveau presque symbolique pour pouvoir afficher que l'organisme maintient un minimum d'activité sur les RNR-Na. Il existe par ailleurs deux startups qui proposent chacune un SMR faisant appel à la technologie des RNR-Na : Hexana (2 modules de 400 MWth chacun) et Otrera (pouvant notamment fonctionner en cogénération avec une production mixte électrique (110 MWe) et thermique (185 MWth). Ces projets sont porteurs d'innovations, mais ils ne sont évidemment pas à la hauteur de l'enjeu fondamental qui est la recherche de solutions techniques capables d'assurer un développement durable de l'énergie nucléaire.

En conclusion, de ce survol on constate que la France poursuit certes ses travaux sur les RNR-Na, et fait donc encore partie du jeu international, mais elle a été reléguée en deuxième division

Les RNR-Pb

Ils se déclinent en trois catégories de réacteurs :

1. des gros réacteurs d'une puissance nominale de 600 MWe destinés à une production centralisée d'électricité ;
2. des SMR de taille intermédiaire de 300 MWe ;
3. des « microréacteurs » transportables d'une puissance de 10 à 100 MWe qui se caractérisent par une très longue durée de vie du cœur.

La Russie, est incontestablement le leader mondial sur ce type de RNR, avec son réacteur en cours de construction baptisé BREST-OD-300 déjà évoqué au paragraphe 3.4, dont la mise en service est prévue en 2026 : voir photos du chantier dans le très récent article (19 avril 2024) publié par

¹²⁴ ESFR SMART a European Sodium Fast Reactor Concept including the European Feedback Experience and the new Safety Commitments following Fukushima Accident Mr. Joel Guidez CEA, France 27 January 2022

le journal quotidien Word Nuclear News¹²⁵. Rappelons simplement ici que ce réacteur utilisera un combustible très innovant à base de nitrure de plutonium (voir paragraphe 3.8), qui a néanmoins été testé avec succès dans le réacteur BN-600 jusqu'à un taux de combustion de 74 GWj/t. En cas de succès de fonctionnement de ce prototype de 300 MWe, la réalisation d'une version de 1 200 MWe (2 800 MWth) est déjà prévue. Parallèlement à ce projet phare, la Russie développe un concept de petit réacteur modulaire, dénommé SVBR-100. Le projet prévoit la construction d'un prototype sur le site près de la ville de Dimitrovgrad. Le choix du niveau de puissance est lié à un objectif de transportabilité par voie ferrée de ce réacteur qui serait entièrement fabriqué en usine et qui vise des applications variées telles que l'approvisionnement régional en énergie et en chaleur, au dessalement de l'eau de mer ou encore à la production d'hydrogène.

Au Japon, des études sont réalisées sur un concept tout à fait « exotique » dont le sigle même est difficile à traduire correctement en Français : le RFBB, « Rotational Fuel-Shuffling Breed-and-Burn », qui signifie littéralement « combustible rotatif à brassage de couveuse et de brûlage ». Enquête faite, il s'agit d'un réacteur qui réutilise une vieille idée proposée en 1958 (lors de la grande conférence de Genève sur les applications pacifiques de l'énergie nucléaire) par le physicien soviétique Savely Moiseevich Feinberg, à l'esprit foisonnant. Le principe de base est de mettre en mouvement un mélange de matière fissile et fertile dans un même cœur de réacteur de façon à ce que la matière fissile générée soit fissionnée in situ tout en maintenant la criticité qui permet l'auto-entretien de la réaction en chaîne et évite d'avoir à retraiter des combustibles pour en extraire le plutonium pour le recycler. Une idée très fertile en quelque sorte, qui reprend en fait celle des réacteurs à sels fondus, en la transposant à des combustibles solides.

Note - Ce concept séduisant, mais tombé un peu dans l'oubli, fut à nouveau placé sous les projecteurs en 2004 au travers d'un projet au nom intrigant de « Travelling Wave Reactor », TWR, pour lequel Bill

¹²⁵ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Middle-tier-of-containment-installed-for-Brest-OD>

Gates avait décidé de mettre un peu de son argent de poche, ce qui évidemment constituait un support publicitaire inégalable. L'auteur de ce livre avait eu l'occasion d'assister à une présentation de ce projet lors d'un congrès de l'American Nuclear Society qui s'est tenu à San Diego, en juin 2010. Il nous a semblé utile de reprendre ici quelques extraits du compte-rendu que nous avons rédigé à cette occasion. L'une des sessions consacrées aux réacteurs à sodium a fait salle comble avec la présentation vedette sur le « Traveling Wave Reactor » À l'issue la présentation, j'ai d'ailleurs clairement demandé quel était le véritable secret de cette machine. Il m'a été répondu qu'en fait ce n'était plus une « onde voyageuse », mais une « standing wave », avec réarrangement du combustible dans le cœur tous les 5 ans (éléments fertiles et fissiles) et que ce réacteur permettait tout simplement d'éviter le retraitement du combustible. En fait j'ai compris que les concepteurs sont revenus à des dessins de cœur nettement plus classiques que dans les projets initiaux, avec des assemblages hexagonaux juxtaposés au sein d'un réseau formant un cylindre. Par ailleurs, compte tenu des informations que j'ai pu glaner ci et là, il me semble que « l'astuce » consiste d'abord à mélanger à l'intérieur même du cœur des assemblages fissiles (constitués au départ d'U enrichi à moins de 20 %, pour éviter de recourir à du plutonium étiqueté comme « proliférant ») avec des assemblages fertiles en U 238. L'ensemble rendu critique fonctionne ainsi 5 ans sans arrêt (mais sans doute avec un **bilan neutronique très tendu** du fait de l'absence de plutonium au départ, jusqu'à une accumulation suffisante de plutonium dans les assemblages fertiles. Tous les éléments sont alors permutés dans le cœur (opération dite de « reshuffling »), mais **il n'y a pas de renouvellement du combustible**, qui est supposé rester ainsi dans le cœur pendant 40 ans. Il est clair qu'une telle longévité s'explique d'une part par la relativement faible densité de puissance du cœur (100 MWth/m³ au lieu des 500 MWth/m³ MWth/m³ pour un cœur de type Phénix) et d'autre part par des taux de combustion extrêmement élevés du combustible (au moins le double de ce que l'on sait faire aujourd'hui : 300 GWJ/t au lieu de 150 GWJ/t) ... Pour ce qui est des autres parties du réacteur, le TWR en reste à une conception des plus classiques des RNR au sodium : cuve principale renfermant le cœur, mais aussi les échangeurs intermédiaires et les pompes primaires,

avec un dispositif de bouchon tournant au-dessus du cœur pour les manutentions. En définitive, ce n'est pas à notre avis un concept totalement révolutionnaire, mais sa faisabilité est hypothéquée par au moins deux difficultés majeures : d'un côté la réalisation (et la qualification) d'un combustible capable de tenir à de tels taux de combustion et de l'autre la conception même du cœur, en particulier sur le plan du maintien de la réactivité et de la maîtrise des hétérogénéités de puissance ».

Indiquons ici que ce concept étudié aujourd'hui par les Japonais pour des RNR-Pb, peut très bien être adapté à des RNR-Na, comme le montre l'étude présentée dans l'article¹²⁶. Par ailleurs il peut se décliner en deux versions : une de type radial (à l'image du TWR) et une autre de type axial, dénommée alors judicieusement par le sigle CANDLE, qui veut dire Constant Axial shape of Neutron flux, nuclide densities and power shape During Life of Energy producing reactor¹²⁷.

L'Europe ne participe pas directement au financement de projets de RNR-Pb, mais apporte une contribution aux activités de R&D qui sont liées à des projets et qui concernent essentiellement :

1. la construction d'un démonstrateur RNR-Pb en Roumanie,
2. les activités de R&D menées au Royaume-Uni dans le cadre du projet de démonstrateur européen de RNR-Pb « avancé », en collaboration avec plusieurs organisations de l'UE, dans le cadre du programme AMR (Advanced Modular Reactor), en support du concept RN-Pb de Westinghouse.
3. La construction d'un démonstrateur RN-Pb en Suède (Oskarshamn), en collaboration avec la Commission européenne, dénommé

¹²⁶ Core Concept of Small Rotational Fuel-Shuffling Breed-and-Burn Fast Reactor with Nitride Fuel and Sodium Coolant – Nuclear Science and Engineering – Vol. 197 – 2023

¹²⁷ APPLICATION OF “CANDLE” BURNUP TO SMALL FAST REACTOR - Hiroshi Sekimoto and Satoshi Tomita - Research Laboratory for Nuclear Reactors, Tokyo Institute of Technology O-okayama, Meguro-ku, Tokyo, Japan

SEALER (Swedish Advanced Lead Reactor), qui est conçu pour la production d'énergie commerciale dans un format très compact ;

4. la construction d'un démonstrateur Newcleo (déjà évoqué au paragraphe 3.4) en collaboration avec les travaux menés par l'ENEA (Italie) dans son Centre de recherche de Brasimone (Italie).

Citons pour mémoire le projet MYRRHA (*Multi-purpose hYbrid Research Reactor for High-tech Applications*) qui est un réacteur souscritique au plomb alimenté par un accélérateur de particules, mais qui n'est pas un réacteur de puissance (c'est simplement un outil de recherche polyvalente).

La Corée de Sud travaille sur deux concepts de même puissance, 20 MWe, mais ils sont destinés à des applications différentes. Le premier vise des marchés « classiques » ouverts aux SMR tandis que le deuxième s'inscrit dans une perspective à plus long terme qui est celle de la propulsion nucléaire de gros navires marchands, ce qui permettrait de décarboner le transport maritime.

En Chine, le gouvernement a fourni un soutien national continu au développement de la technologie RNR-Pb des depuis 1986, par l'intermédiaire du ministère de la Science et de la Technologie, mais aussi avec des contributions de l'Institut national de la science et de la technologie et de la Fondation nationale de la science. Après plus de 30 ans de R&D, un projet de référence dénommé 10 MW CLEAR-M10 de 10 MWe a été sélectionné. Ces dernières années, d'autres organisations ont commencé à accorder plus d'attention au développement du RNR-Pb. Ainsi la "State Power Investment Corporation" étudie un concept dénommé BLESS-D (Breeding Lead-Based Economical Safe System), mais on n'en connaît pas les caractéristiques. Il en est de même pour le groupe « China General Nuclear Power Group » qui a un concept de petit RNR-Pb dans ses cartons, mais sans fournir d'autres précisions. Quoi qu'il en soit, ces quelques informations suffisent à montrer que les efforts de la Chine sur les RNR-Pb sont assez dispersés et qu'ils sont de faible niveau, financièrement parlant.

Aux États-Unis, Un projet connexe est le réacteur autonome transportable sécurisé – **STAR** – développé par le laboratoire national d'Argonne du DOE. Il s'agit d'un réacteur modulaire à neutrons rapides refroidi par eutectique plomb-bismuth, doté de fonctions de sécurité passive. Sa taille de 300 à 400 MWth lui permet d'être transporté par chemin de fer et refroidi par circulation naturelle. Il utilise du combustible nitrure d'U-transurannien dans une cartouche de 2,5 m de diamètre qui est remplacée tous les 15 ans. L'évacuation de la chaleur résiduelle se fait par circulation d'air externe. Le **STAR-LM** a été conçu pour la production d'électricité, fonctionnant à 578 °C et produisant 180 MWe. Une variante plus petite de STAR est le réacteur autonome transportable scellé – **SSTAR** – développé en collaboration avec Toshiba et d'autres au Japon. Il est doté d'un générateur de vapeur intégré à l'intérieur de l'unité scellée, qui serait installé sous le niveau du sol. Conçu dans des tailles de 10 à 100 MWe, le développement principal se concentre désormais sur une version de 45 MWt/20 MWe. Après une durée de vie de 20 ans sans ravitaillement, l'ensemble du bloc réacteur est renvoyé pour recycler le combustible.

Les RNR-Gaz

La France est pratiquement **le seul pays à travailler encore sur ce concept** en association toutefois avec le Japon. Certains de ces travaux sont menés dans le cadre du programme européen « SafeG » document¹²⁸ focalisé sur la R&D liée au combustible céramique qui est le principal verrou technologique de ce concept, comme on l'a expliqué au paragraphe 3.5. L'autre défi technologique est celui de l'évacuation de la puissance résiduelle comme on l'a également expliqué dans ce même paragraphe.

Outre la France, le principal pays européen qui participe à ces travaux est la République slovaque. Ce programme est axé autour du concept dénommé ALLEGRO, qui est un réacteur de 2400 MWth fournissant de la chaleur à 850 °C. Le lecteur intéressé par ce projet en trouvera une bonne description dans la présentation¹²⁹. Signalons tout de

¹²⁸

https://www.safeg.eu/fileadmin/user_upload/images/SafeG_D4.1_Ceramic_fuel_qualification_public_website.pdf

¹²⁹ https://snetp.eu/wp-content/uploads/2021/02/Presentation_Branislav-Hatala-Petr-Vacha.pdf

même le projet EM2, conçu par la société General Atomics de 265 MWe, basé sur un combustible céramique fabriqué à partir du composite de carbure de silicium dénommé « SiGA » dont cette société a une longue expérience avec ses développements passés sur les réacteurs à haute température (que l’auteur de ce livre connaît bien pour y avoir travaillé pendant 2 ans). La cuve principale de ce réacteur pourrait être transportée par camion ou par rail jusqu’au site et installée sous le niveau du sol, et la turbine à gaz pourrait également transportable.

On ne s’étendra pas plus ici sur cette filière qui, malgré son intérêt en termes d’innovations technologiques et ses attraits potentiels, n’engage que très peu d’acteurs et ne mobilise que de faibles moyens en comparaison de ceux qui sont consacrés aux développements des trois autres filières de RNR (sodium, plomb, sels fondus).

Les RSF (version neutrons rapides)

Nous avons vu au paragraphe 3.7 que ces réacteurs sont réellement très attractifs, compte tenu leurs avantages par rapport aux RNR à combustible solide, tant sur le plan des performances techniques et de la gestion des matières (cycle du combustible et déchets) que sur celui de la sûreté.

C’est la raison pour laquelle les RSF suscitent beaucoup d’intérêt dans tous les grands pays et qu’ils occasionnent un foisonnement de projets proposés par de multiples acteurs (on en dénombre au moins une quarantaine aujourd’hui), d’autant plus que ce concept original est pourvoyeur d’innovations technologiques dans de nombreux domaines. Dans ces conditions on ne peut que donner ici un bref aperçu des principaux projets de RSF en cours de développement dans le monde, sachant qu’il est certainement loin d’être exhaustif.

On trouve un bon aperçu des travaux de R&D et de l’état d’avancement des projets de RSF dans le monde en consultant les rapports annuels du forum international Gen-IV (GIF), qui fédère les actions de ses 14 pays membres, parmi lesquels 10 pays sont signataires de « l’accord système » sur les RSF.

Les travaux de R&D y sont répartis dans trois domaines :

- Propriétés du combustible et du sel de refroidissement
- Matériaux et composants
- Intégration du système et questions transversales

Les aspects liés à la sûreté sont traités au sein du groupe de travail dédié à ces questions.

Avant de parcourir rapidement le paysage mondial sur les RSF, il faut souligner que la plupart des projets de RSF qui sont étudiés aujourd'hui dans le monde sont des petits réacteurs modulaires (SMR) et par conséquent ce ne sont pas véritablement des concurrents directs des « gros » RNR de puissance à combustible solide, qui sont envisagés (ou même réalisés) aujourd'hui. Par ailleurs, ces RSF à neutrons rapides ne visent pas forcément un objectif de surgénération de la matière, car leur finalité première est de s'implanter sur des marchés qui sont inaccessibles aux gros réacteurs. Cela n'interdit pas bien entendu de concevoir des réacteurs capables de satisfaire les deux objectifs à la fois, ce qui est du reste le cas de certains projets de RSF.

Nous débutons ce rapide tour d'horizon par **la France**, car, contrairement aux RNR-Na, elle conserve une place honorable dans la compétition internationale qui s'amorce sur les RSF. Nous ne reviendrons pas sur les connaissances acquises de longue date par notre pays qui s'est intéressé très tôt à cette filière, comme on l'a expliqué au paragraphe 3.7. Aujourd'hui les recherches sont menées principalement par le **CNRS** (voir également le paragraphe 3.7) avec des contributions du **CEA** sur certains sujets (neutronique, chimie, corrosion, matériaux avancés, interaction réacteur-cycle, ...). Par ailleurs, **Framatome** s'intéresse au RSF, via son programme de R&D sur les réacteurs innovants et sa participation aux projets européens sur les RSF ainsi que son école du design. De même, l'industriel du cycle du combustible **Orano**, mène des actions de R&D sur les questions liées au traitement des sels et la gestion du plutonium. Il faut enfin noter l'émergence de trois startups dédiées aux développements et aux actions de marketing de leur concept, **STELLARIA**, **THORIZON** et **NAAREA** (pour plus d'informations, nous renvoyons le lecteur à leurs sites internet). Notons simplement ici que la conception du réacteur proposé par NAAREA, dénommé le **XAMR**[®] (déjà évoqué au paragraphe 3.7) est

aujourd'hui la plus avancée du fait des gros moyens qu'il consacre à son développement, mais aussi grâce à ses multiples actions de marketing.

La Chine est le pays qui a le programme le plus important et le plus structuré sur les RSF, qui est mené essentiellement par le SINAP (Shanghai Institute of Applied Physics). On estime qu'environ 1000 personnes travaillent dans ce centre, avec des boucles à sels fondus opérationnelles, des recherches technologiques et la construction d'un petit prototype de 2 MWth, baptisé TMSR-LF1, qui cependant est un réacteur à neutrons lents.

En **Russie**, une équipe travaille à l'institut Kurchatov sur un projet de RSF de 1000 MWe baptisé MOSART. Il s'agit d'un RNR avec sels fluorures, basé sur l'utilisation du plutonium comme matière fissile, mais qui intègre la possibilité d'utiliser du thorium. Certaines dispositions sont spécifiques comme l'utilisation, au niveau du cœur, d'une paroi en graphite permettant de jouer un rôle de réflecteurs de neutrons et de protecteurs de la paroi pour en augmenter la durée de vie. Rosatom propose également d'apporter son soutien à la construction d'un petit RSF de 10 MWe.

Aux **États-Unis**, les projets prolifèrent ! En voici quelques exemples cités en vrac. Southern Company Services et TerraPower ont mis en service leur installation de test des effets intégrés des sels de chlorure. Terra Power présente un RNR prototype de 30 MWt, le MSFR (Molten Chloride Fast Reactor). Ce réacteur a été étudié avec les deux cycles régénérateurs : U/Pu et Th/U. La demande de permis de construire de Kairos Power pour son réacteur de démonstration de faible puissance Hermes est en cours d'examen par la Nuclear Regulatory Commission (NRC). L'Université chrétienne d'Abilene a soumis à la NRC une demande de permis de construire pour un réacteur de recherche à sels fondus, dont l'exploitation est prévue pour 2026. Terrestrial Energy USA continue également à déposer de nombreux documents en vue d'obtenir l'approbation de la conception standard de son IMSR400. Plusieurs entreprises privées proposent de créer du combustible à sels fondus à partir de combustible de réacteur à eau usagé ; par exemple, Exodys Energy propose l'UP-CYCLE pour le combustible de réacteur à eau légère usagé en combustible de réacteur à sels de chlorure à spectre rapide. La société britannique Moltex

(voir ci-après) propose son expertise pour la conversion des déchets américains sur la base de sa technologie de conversion WATSS (waste to stable salt). Alpha Tech Research se concentre sur le processus d'extraction électrochimique en continu pour convertir les combustibles nucléaires usés en sels stables. TerraPower étudie la volatilité des chlorures pour séparer les matériaux du combustible usé des réacteurs à eau légère. Le DOE continue également à soutenir de nombreux projets visant à mieux comprendre les séquences de progression des accidents de RSF. Le laboratoire national d'Oak Ridge (le berceau des RSF) poursuit des travaux visant à améliorer les connaissances sur les sels fondus. La société Elysium (fondée en 2015) se distingue en proposant un « gros » réacteur de 1000 MWe, le Molten Chloride Salt Fast Reactor (MCSFR). Le « Transatomic power reactor » étudié par le MIT s'inscrit la lignée du MSRE (réacteur à neutrons lents), mais en tentant de remplacer le graphite par de l'hydrure de zirconium. L'Office de l'énergie nucléaire a également sélectionné plusieurs projets universitaires de soutien à la RSF, notamment celui qui est intitulé "Bridging the Gap between Experiments » et la modélisation pour améliorer la conception des RSF. Bref, aux États-Unis, on pourrait dire familièrement que « ça se bouscule » dans le milieu des RSF.

Le Royaume-Uni développe son propre projet au travers de la société britannique MoltexFLEX qui propose un réacteur à sels fondus baptisé FLEX qui utilise un système breveté à deux sels fondus : l'un agissant comme combustible, l'autre circulant comme caloporteur. Cela permet à la chaleur du réacteur d'être extraite par convection naturelle, sans avoir besoin de pompes. L'entreprise prévoit de rendre son premier réacteur opérationnel d'ici 2029.

Pour ce qui concerne **Euratom**, les actions s'articulent autour du **programme baptisé SAMOSAfer** (severe accident modelling and safety assessment for fluid-fuel energy reactors)¹³⁰ qui vise à développer de nouveaux modèles et outils de simulation ainsi que de nouvelles barrières de sûreté pour le RSF à neutrons rapides MSFR (Molten Salt Fast Reactor). Ce programme rassemble quatorze partenaires, venant de six pays européens : Allemagne, Italie, Suisse, République tchèque et la France avec

¹³⁰ <https://samosafer.eu/project/>

le CEA, le CNRS, l'IRSN, Framatome et EDF (pour plus de détails, voir le site¹³¹).

Signalons enfin que quatre autres pays réalisent des travaux de R&D sur les RSF, souvent en partenariat avec d'autres organismes étrangers : **Australie** (corrosion, matériaux), **Canada** (cycle du combustible pour des RSF à neutrons rapides, projet IMSR-400 de Terrestrial Energy¹³²), **Japon** (International Thorium Molten-Salt Forum (ITMSF)), **Inde** (RSF au thorium).

Pour conclure sur ce chapitre, on constate que les réacteurs à sels fondus suscitent un intérêt croissant à travers le monde et que la plupart des grands pays industriels développent un programme. Ces programmes sont certes d'ampleur variable, mais ils s'inscrivent clairement dans la durée afin de pouvoir lever les nombreux défis technologiques qui subsistent sur cette technologie avec l'espoir de déboucher à terme sur le lancement d'une véritable filière industrielle de RSF.

¹³¹ https://samosafer.eu/final-meeting-exploitation-orkshop/programme_presentations/

¹³² <https://www.terrestrialenergy.com/technology>

6 – Conclusion générale

Avec ce livre, nous avons voulu rassembler tous les éléments scientifiques et techniques permettant d'étayer solidement les arguments qui militent en faveur du développement rapide des réacteurs surgénérateurs.

Les principaux enseignements que l'on peut tirer au terme de cette analyse sont les suivants :

- **L'énergie nucléaire est indispensable** pour faire face aux défis soulevés **par l'approvisionnement mondial en énergie aujourd'hui et dans le futur**. Elle est même **IRREMPLAÇABLE** pour assurer sur le long terme une **production MASSIVE d'énergie PILOTABLE et DÉCARBONÉE**. Nous le démontrons de façon irréfutable.
- **L'impact sur l'environnement de l'énergie nucléaire** se situe sans aucun doute parmi **le plus faible de toutes les formes possibles de production d'énergie**, si on prend en compte tous les critères pertinents dans ce domaine évalués sur l'ensemble du cycle de vie des installations. C'est notamment le cas des émissions de CO₂ qui sont de loin les plus réduits (3,7 g eqCO₂/kWh), même en comparaison des énergies renouvelables intermittentes. **Les émissions associées au cycle de vie des RNR surgénérateurs sont même encore plus faibles** puisque ces réacteurs éliminent totalement celles qui résultent de la production d'uranium enrichi, ce qui les ramène à 1,6 g eqCO₂/kWh pour les RNR. Sur cet aspect, c'est de très loin la meilleure performance de toutes les formes de production d'énergie, y compris au regard de l'hydraulique.
- S'ajoute à cela le fait que les RNR engendrent moins de déchets radioactifs que les réacteurs à neutrons lents actuels pour deux raisons :

- ils produisent moins de produits de fission (PF) par quantité d'électricité générée du simple fait de leur meilleur rendement électrique et du fait que l'énergie dégagée par une fission du Pu 239 est supérieure à celle d'une fission sur l'U 235. Au total, on montre qu'un **RNR génère 25 % de moins de déchets de haute activité qu'un réacteur à eau pressurisée (REP) pour une même quantité d'électricité produite.**
- **Ils génèrent quatre fois moins d'actinides mineurs (AM) que des réacteurs à neutrons lents (RNL) chargés en partie avec du combustible mixte uranium plutonium (MOX).** Cette différence importante s'explique par le fait que le taux de fission des AM (qui les détruit en les transformant en PF) rapporté au taux de capture des neutrons (qui les transforme en d'autres AM) est 5 à 10 fois plus élevé dans les RNR que dans les RNL C'est une forme de transmutation directe « en ligne » des AM dans les RNR, ce qui leur confère un caractère que l'on peut qualifier d'« omnivore ».
- Ce processus de **surgénération n'est possible** que si, et seulement si, la matière fissile utilisée est du **PLUTONIUM**. C'est de la physique.
- Le plutonium créé au sein même du réacteur provient de la transmutation de l'uranium 238 qui constitue 99,3 % de l'uranium naturel (Unat). On parvient ainsi à **multiplier par au moins un facteur 80 le potentiel énergétique de l'uranium extrait du sous-sol**. C'est un cas **UNIQUE** s'agissant d'une ressource naturelle. Or, il existe des stocks énormes d'uranium 238 dans les pays qui opèrent des usines d'enrichissement de l'uranium, car il constitue la quasi-totalité de l'uranium dit « appauvri » (typiquement 99,75 %) qui est issu des rejets de ces usines, et qui n'est pas utilisé aujourd'hui. La France pour sa part en possède actuellement 330 000 tonnes et ce stock augmente chaque année d'environ 5000 tonnes. Une telle réserve purement domestique permet de **s'affranchir totalement**

des importations en uranium naturel. Notre pays dispose ainsi potentiellement d'une source de **production d'énergie totalement autonome pendant des milliers d'années.** C'est une réalité.

- Sur le plan des technologies, le seul type de RNR pour lequel il existe un retour d'expérience très significatif (environ 500 années-réacteurs dans 7 grands pays) est celui qui utilise le **SODIUM** comme fluide caloporteur (RNR-Na). Pour les autres types de RNR, l'expérimentation passée est embryonnaire, voire inexistante. Dans ces conditions, **les RNR-Na apparaissent comme la seule technologie envisageable** permettant d'assurer un développement rapide des RNR, tout au moins pour ce qui concerne les **gros réacteurs de puissance.**
- Sur le plan économique, l'analyse présentée dans ce livre (paragraphe 4.4) montre que le **SURCOÛT de production électrique d'un RNR-Na avec son cycle du combustible par rapport à un REP se situe tout au plus à 20 %.** Cet écart ne peut que diminuer au fil du temps grâce aux marges de progrès dans la conception et l'optimisation qui subsistent pour les RNR. De plus, **il est très probable que le prix de l'uranium naturel va s'accroître** à l'avenir du fait que les gisements à bas coût d'extraction ont été déjà exploités en grande partie. Dans ces conditions, prendre pour seul critère de décision, le surcoût de construction des RNR, au demeurant modeste, pour décider ou non d'investir dès maintenant dans la réalisation d'un prototype de réacteur relève d'une vision étreiquée et hasardeuse de notre futur énergétique.
- Dans l'état actuel des connaissances sur les ressources conventionnelles d'uranium à des coûts d'extraction raisonnables, et dans l'hypothèse très probable d'un développement, même modéré de l'énergie nucléaire, on s'achemine vers de **fortes tensions sur le marché de l'uranium naturel au tournant de ce siècle.** Seules des découvertes de gisements de grande ampleur qui sont insoupçonnés aujourd'hui, pourraient repousser cette échéance de plusieurs dizaines d'années. En tout état de cause, il serait bien imprudent de faire miroiter que l'on découvrira forcément « un jour » de telles ressources, exploitables à des coûts

raisonnables. **Il n'existe pas d'uranium de schiste !** Nos décideurs, ne doivent donc pas succomber aux sirènes des marchands d'illusion qui, eux, constituent une ressource inépuisable.

À la lumière de ces résultats et de ces constats, il apparaît que le **déploiement de RNR** est non seulement **INCONTOURNABLE**, mais il est également **URGENT**. En effet, nous avons montré dans ce livre qu'un tel déploiement s'étalera au minimum jusqu'à la fin de ce siècle, étant donné la grande inertie qui caractérise la mise à l'équilibre de ces parcs de nouveaux réacteurs et compte tenu des constantes de temps liées la mise en œuvre industrielle des installations nucléaires. Et cela d'autant plus que le **rythme de déploiement des RNR est contraint par la disponibilité du plutonium** qui sera fabriqué en partie par le parc existant de RNL.

En conséquence, **il est grand temps d'initier dans notre pays un vigoureux programme de développement de réacteur à neutrons rapides surgénérateurs** en construisant un démonstrateur industriel de taille significative. Repousser une telle décision serait prendre le risque de perdre tous les bénéfices de la stratégie d'anticipation suivie jusqu'alors, qu'il s'agisse du maintien des compétences ou de la préservation des stocks de matières valorisables. En effet, **la France** a la chance de bénéficier des **meilleurs atouts au monde** pour **lancer au plus vite** un tel programme du fait :

- 1) De sa **grande maîtrise de cette technologie** acquise depuis plus de 50 ans grâce à notre vaste programme passé de R&D couronné par la construction et l'exploitation des deux RNR de puissance, Phénix et Superphénix qui reste encore aujourd'hui le plus puissant RNR jamais construit au monde (1200 MWe).
- 2) De son savoir-faire industriel inégalé sur le **traitement de combustibles usés et le recyclage du plutonium** dans les REP acquis depuis plus de 30 ans, mais également **testé à une échelle pilote pendant 25 ans pour le RNR Phénix** qui a permis de **DÉMONTRER EXPÉRIMENTALEMENT le processus de surgénération de la matière fissile et sa faisabilité à une échelle industrielle**.

- 3) De détenir un **stock** important de **plutonium séparé** en quantité suffisante pour pouvoir démarrer 3 ou 4 RNR.
- 4) De posséder sur son territoire un **énorme stock d'uranium appauvri** qui constitue le générateur de « carburant » des RNR, le plutonium. Ce formidable trésor en sommeil lui permettra à long terme de **s'affranchir totalement des importations d'uranium naturel** une fois que son parc nucléaire sera équipé uniquement avec des RNR surgénérateurs.

Notre pays pourra ainsi s'ancrer à terme dans une **SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE TOTALE**, tout en utilisant un moyen de lutte efficace contre le réchauffement climatique, via une production massive d'énergie débarrassée d'émissions de gaz à effet de serre.

Un seul ingrédient nous manque actuellement pour se lancer résolument dans la réalisation de cette grande ambition : la **volonté politique**. En effet, seuls des engagements émanant des plus hauts responsables du gouvernement peuvent permettre d'assurer un avenir qui soit à la mesure de ces enjeux géostratégiques et énergétiques. Notre pays a besoin de stratèges, pas de chefs comptables.

Mais pour sécuriser ce futur lointain, il ne faut pas trop tarder à prendre des décisions qui dépassent largement des agendas politiques. Faute de quoi, il ne nous restera plus qu'à acheter des RNR « made in China » ! Nos grands décideurs n'auront plus alors qu'à méditer la déclaration du **Général Douglas MacArthur** : « **Les batailles perdues se résument en deux mots : trop tard !** »

*Pourvu que nous vienne un
homme
Aux portes de la cité
Et qui ne soit pas un baume
Mais une force de clarté...*

*... Et qu'il rechasse du temple
L'écrivain sans opinion
Marchand de rien
Marchand d'émotion*

« L'homme dans la cité » chanson de Jacques Brel

REFERENCES

- [1] – Statistical review world energy - Juin 2023
- [2] – « Optimisation de l'utilisation des ressources dans les réacteurs à eau légère » - RGN N° 5 -Septembre-octobre 2010 – Dominique GRENECHE
- [3] – Inventaire national des matières et déchets radioactif de l'ANDRA – Edition 2023
- [4] –« Histoire et techniques des réacteurs nucléaires et de leurs combustibles » – Dominique GRENECHE – EdP sciences - 2016 »
- [5] – Memento sur l'énergie – Edition 201 - CEA
- [6] – BP statistical review of world energy » - 2018
- [7] – Uranium 2020 – Resources, production and demand – AIEA-OCDE
- [8] – « Avancées des recherches sur la séparation-transmutation et le multi-recyclage du plutonium dans les réacteurs à flux de neutrons rapides » - Rapport CEA-DEN - 2015
- [9] – « Phénix, le retour d'expérience » - Joël Guidez – EdP sciences - 2013
- [10] – « USE OF RUSSIAN TECHNOLOGY OF SHIP REACTORS WITH LEAD-BISMUTH COOLANT IN NUCLEAR POWER » - A.V. ZRODNIKOV, et col. - Institute of Physics and Power Engineering, Obninsk.
- [11] – GIF Lead cooled fast reactors – White paper – Octobre 2021 – Accessible sur internet
- [12] – Fluides caloporteurs pour réacteurs à neutrons rapides – Académie des sciences – EdP Sciences - 2014
- [13] – Proliferation Resistance and Physical Protection of the Six Generation IV Nuclear Energy Systems - July 15, 2011 – GIF/PRPPWG/2011/002
- [14] – First-Principles Cost Estimation of a Sodium Fast Reactor Nuclear Plant – INL/RPT-23-74316 – Janvier 2024

* * * * *

ANNEXE

Notes du meeting du 26 avril 1944 où E. Fermi présenta pour la première fois le concept de réacteurs à neutrons rapides surgénérateurs

Note préalable – Dans ce compte-rendu reproduit selon l'original, le numéro "28" est le nom de code de l'uranium 238 et le numéro "49" est le nom de code du plutonium 239 alors que « Tube alloy », qui fut initialement le nom de code du programme nucléaire secret de l'Angleterre, désigne l'uranium. Par ailleurs, c'est l'auteur de ce livre qui souligne en caractères gras les passages importants

Présents: Fermi, Allison, Szilard, Wigner, Weinberg, Seitz, Morrison, Cooper, Vernon, Tolman, Watson, Ohlinger

The first speaker in today's meeting was Mr. Fermi. His remarks follow.

It was assumed for today's discussion that the aim of the chain reaction would be the production of power.

The first type of pile assumed for this purpose was a permanent large pile of about the Hanford size (but not the Hanford type necessarily) for production of energy in the neighborhood of 10^6 kilowatts. The arrangement suggested was one in which **one large mother plant would produce 49 for consumption in a series of smaller plants**. In the mother plant, the energy produced would be used to reduce the cost of the 49

produced. (Mr. Fermi mentioned that he viewed the use of this power for the heating of cities with sympathy). There may be non-technical objections to this arrangement, for example, the shipment of 49 to the smaller consuming plants offers the serious hazard of its falling into the wrong hands, but these were to be omitted from this discussion.

The fundamental aim in the mother plant would be to get the maximum possible yield, with **full utilization of the metal as the goal**. If a solution to such a proposal can be found, then the schemes for isotope separation are not of great interest. If such a solution is not possible, then the schemes for isotope separation should undoubtedly be investigated further.

In the following discussion of full metal utilization, the isotope 28 and 49 will be referred to as 8 and 9, respectively. In the reaction cycle suppose that one fission of 9 and Ψ fissions of 8 take place in a single cycle of generation. Then the production of neutrons will be $v_9 + \Psi v_8$. Some neutrons are lost in the moderator, coolant, etc. Let L = the number lost and α = the number used in producing 40-10. Then the excess of neutrons available for absorption by 8 to produce 9 will be

$$(1 - L) (v_9 + \Psi v_8)$$

and the production of 9 per cycle will be

$$(1 - L) (v_9 + \Psi v_8) - 1 - \alpha - \Psi$$

The term $1 + \alpha$ represents the destruction of 9. Therefore, **the ratio of production of 9 to its destruction,**

which we will call γ , will be

$$\gamma = \frac{P}{1 + \alpha} = (1 - L) \left(\frac{v_9}{1 + \alpha} + \Psi \frac{v_8}{1 + \alpha} \right) - 1 - \frac{\Psi}{1 + \alpha}$$

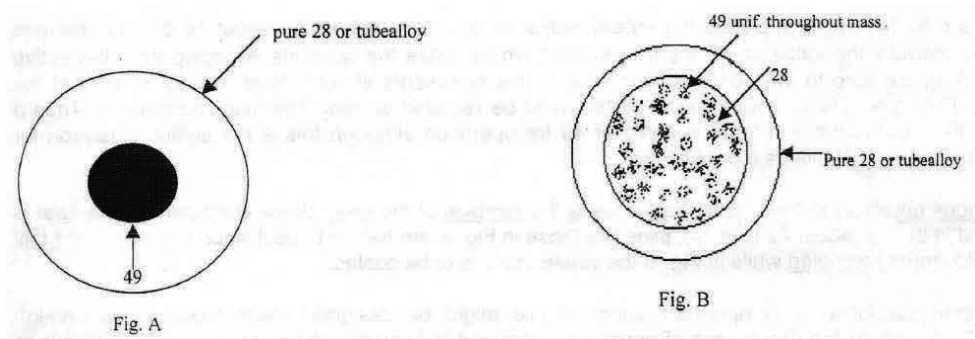
To utilize all the metal, γ obviously must be greater than 1. If γ is only very little greater than 1, the chain reaction would keep going with maximum economy of fissionable materials and would continue to go on until all the metal were used, but the value of such a pile would not be great and it would only be good for, say, hardening materials (the Wigner effect) or

possibly (through less desirable) heating cities. The effective v_9 is around 2.1 to 2.2.

Assume first a Hanford type pile with an equivalent amount of 49 substituted for the 25, i.e., in the early stages, 25 would be burned to produce 49 which would gradually improve its condition. The earlier estimate of 1.9 for the ratio of the fission cross section of 49 to that of 25 has been more recently estimated by Y as 1.4. The ratio of absorption cross section for 49 to that of 25 is around 1.5. With these conditions, v_9 is about 10% higher than it was previously thought to be. (The actual values of v and v effective are not really known so the discussion can only show ranges.) The situation then in a pile of Hanford design and lattice would be for a v effective (which will be referred to hereafter as μ) of 2 to 2.2, γ will be from 0.8 to 0.98. In the latter case, the pile is close to a balanced situation but not quite there. To adjust such a pile without drastic changes of design, large diameter slugs or more metal could be used to improve the thermal utilization and increase Ψ . However, over-sized lumps increase the difficulty of cooling since the annular type cooling is badly limited in power production by the metal temperature.

The second type pile considered for the production of power was the P-9 moderated pile. For a μ of 2 to 2.2, γ would be 0.93 to 1.13. These values do not necessarily represent the optimum but are merely indicative of what can be done with P-9 piles and one with such a γ of 10 to 15% may or may not be an operable plant. The practical difference between continuous and discontinuous P-9 plants is not large in this respect since the loss by absorption for the coolant and its tubes practically compensates for the less efficient reproduction in slurry piles. One might hope to improve the situation by capturing the escaping neutrons in a reflector but the absorption in the pile container is an important problem.

Another type of pile to consider is one with very little or no moderator (fast chain reacting type). From the nuclear plant of view this is very desirable and is simple in principle but, practically, it involves serious problems in removing the heat. Ignoring the cooling, and considering only the nuclear plant point of view, this type pile may be of either one of two forms:



In Fig. A, a small spherical core of 49 say, 10 cm in diameter, would be surrounded by a sphere of 25 or normal tube alloy 40 to 60 cm in diameter. This arrangement is good from a γ stand point and one might expect a γ of 1.3 to 1.4, because L can be made small since the fast neutrons from the 49 get into the 28 readily. (**Mr. Allison** pointed out that if 25 is not considered for the surrounding here, **thorium might be used**). The pile shown in Fig. A only requires a few kilograms of 49. To utilize more 49 it would be possible to construct units like A with multiple 49 cores spherical or cylindrical in shape.

Fig. B represents a homogeneous sphere of 28 with 49 uniformly distributed throughout the mass, **the whole surrounded by a reflector of pure 28 to catch the leakage neutrons**. In this arrangement about 70% of the neutrons get into 28 immediately to produce fast fission. Assuming a mixture of 49 and 28 in which X represents the percentage of 49, critical conditions (i.e., where the chain reaction continues if the pile is of infinite size) would be reached with about 5% of 49 in the mixture ($X=0.049$). For values of μ of 2 to 2.2, γ would be 1.37 to 1.57. As the pile size is decreased, the following results would be obtained. They are calculated without reflector.

Table I			
Critical Radius of Sphere	X (fraction of 49)	γ	
		$\mu = 2$	$\mu = 2.2$
100 cm	0.056	1.23	1.43
70 cm	0.060	1.10	1.30
50 cm	0.067	0.98	1.18

Adding a reflector would decrease the critical radius of the active sphere by about 10 cm and improve very considerably the value of γ since the reflector would utilize the neutrons escaping from the active core. Taking the core to the 70 cm sphere above, this represents about $1 \frac{1}{2} \text{ m}^3$ or say 30 tons of the mixture. Therefore, 6% or about 2 tons of 49 would be required to keep this machine running. **Thus a plant of this type requires a large quantity of 49 for operation** although this is not sufficient reason for discarding this type of pile as a possibility.

The serious objection to these fast chain piles is the removal of the heat. Since practically all the heat is produced in the 49 (about 70 to 80%), piles like those in Fig. A are harder to cool since it is mainly the tiny core which must be cooled while in Fig. B the whole mass is to be cooled.

As another possibility, a compromise enriched pile might be designed which would have enough moderator to reduce the percentage of enrichment required to keep the chain reaction going. But not as large an amount would be required for the conventional optimum conditions.

Mr. Fermi suggested that at a later meeting he would consider question of how to use the 49.

Mr. Szilard was the second speaker and **proposed approaching the problem from a different viewpoint**, that of assuming **more optimistic values of the constants** so as to indicate other potentialities. **He pointed out that the fast reaction is preferable** to the slow chain reaction for

producing 49 from tube alloy and that this is probably more true if we assume more pessimistic values for v or γ . Before discussing these values of the constants, **sketches of a possible design were distributed** and described briefly. These sketches are attached hereto.

The sketches show two different arrangements. In sketch A, the enriched tube alloy (enriched to where the chain reaction will go) and natural tube alloy would be distributed in the form of rods in a cylindrical pile, in which the enriched material would be in the center portion of the rods lying within a circular area in the center of the pile. Part of the rods, located within three circular areas around the center (as indicated in Fig. 1) would be arranged so the cylindrical bundles could each be rotated about its axis. In each of the rotating bundles, part of the rods would be natural tube alloy and the balance of natural tube alloy with the center section enriched.

In the beginning, the enriched material in the three bundles would all face the center of the pile and lie within a cylinder whose axis would coincide with the axis of the pile and whose cylindrical surface would pass through the three axes of the revolving bundles. By means of this arrangement, as the multiplication factor increased with the continued operation of the pile, the enriched material could be rotated away from the center of the pile and the tube alloy brought towards the center where it in turn would be enriched. In the center of the pile would be a single tube for introducing mercury, liquid bismuth, or some other absorbing or slowing material for controlling the pile. The coolant for this type pile would be a bismuth lead alloy and would flow downward through the pile between the static and rotating rods. **The possibility of using liquid sodium in place of bismuth-lead should also be looked into.** The volumetric heat capacity of the liquid sodium is about the same as that of the bismuth-lead alloy but its density would be 10 times less, so that the pressure drop would be about 1/10 that for the bismuth-lead alloy or the velocity about 3 times larger for equal pressure drop. In the scheme just described, the following approximate conditions would obtain: (1) the bismuth-lead alloy would occupy about 1/3 of the enriched core and would pass through the pile at a velocity of about 15 meters per sec; (2) with 1/2 cm diameter rods raised to 700°C metal temperature at the center of the central rod and with 150°C

temperature increase in the coolant, about 250,000 kw will be removed. The pumping power for the coolant will consume about 5% of the power produced.

In the alternate scheme B, control of the pile would be obtained by means of a nest of tubes for the mercury or other controlling medium arranged as in Figs. 3A and 3B and 4A and 4B. The metal rods would all be stationary and vertical (nos. 12, 13, and 14 in Fig. 3A) and would be about $\frac{1}{2}$ to 1 cm in diameter by about 2 meters long.

In both designs, the enriched core would be about $\frac{1}{2}$ to 1 meter in diameter by about the same height. The balance of the material around the core would be ordinary tube alloy of the same rod size. The total diameter and the height of the pile would be about 2 meters.

The objective of such a pile must be to produce as much extra 49 as invested. It is assumed that the production will be double the original investment. For every atom of 49 disintegrated, two atoms of 49 would be produced. Part of these will be produced in the enriched core and part in the surrounding natural tube alloy. Some of the production in the core will tend to leak out into the natural tube alloy and this leakage must be kept within certain limits. Then k will increase over a period of time. As the chain reaction goes on, the multiplication factor k will then increase so that the controls must provide for this as well as the normal operating control of the pile.

In the slow chain reaction, 49 captures neutrons in radioactive not fission capture to produce a new element which we will call super plutonium or 40-10. It is assumed there is a 50% chance that this new element will be fissionable. If it is not fissionable, it is assumed there is 50% chance that it will be formed only in negligible quantity in the capture of fast neutrons. Thus, there is a 75% chance in a fast chain reaction that we may use ν and not $|i|$ in getting the production balance ($u = 2.2$ neutrons per neutron absorbed, $\nu \approx 2.5 = 2.2 \times 1.175 = 2.6$ neutrons produced per neutron absorbed). As the energy of the neutrons increases from thermal to fission energies, it is assumed there is no decrease in ν . The main argument in favor of the fast chain reaction is that if a fission neutron is released in tube

alloy, it causes fission in the 28 to produce 1.2 neutrons (fast effect). If all the neutrons are captured, the overall balance would be that for every atom of 49 destroyed, two atoms of 49 would be produced. One goes back into the chain reaction, the other replaces the 49 destroyed, providing a net gain in 49.

$$\frac{5.3}{1 - 0.63} \text{ or } 19 \frac{1}{2}\%.$$

If the fission cross section is taken at 0.35 and the inelastic cross section at 2.7 for a v_{28} of 2.2 to 2.6 ϵ will vary from 1.18 to 1.245.

Referring to the value above of v_{25} of 2.6, if we were to use the more optimistic results reported by Y (that v_{49} is 20% larger than v_{25}) then v_{49} equals 3.1 neutrons produced per neutron absorbed. If we are less optimistic and assume v_{49} effective = 2.5 but use the 19 1/2% increase indicated by the experiment mentioned above, we have three neutrons produced in a mixture of 28 and 49 for one atom of 49 destroyed.

It has been suggested that one of the subjects for one of the meetings soon to be held would be a review of the availability of the metal producing ores and other sources of tubealloy.

This is to be given by Mr. P. Morrison.

In experiments in which Ra - Be (?) neutron source was surrounded by 28, measurements indicated a 5.3% increase in the number of neutrons and that 63% of the neutrons remained above the fission threshold. This means that the increase in the number of neutrons for an infinite sphere would be:

REMERCIEMENTS

Je souhaite exprimer ici mes plus vifs remerciements à celles et ceux de mes proches collègues et amis qui ont effectué une relecture minutieuse de tout ou partie de ce livre et pour leurs nombreuses suggestions et leur conseils souvent judicieux.

À cet égard j'adresse une mention particulière à Paul REUSS, qui fut un de mes professeurs de neutronique et qui est l'auteur de nombreux ouvrages, notamment sur l'énergie nucléaire.

Je remercie également, Patrick MICHAILLE, président du groupe régional Provence le Société Française d'Energie Nucléaire (SFEN), qui a réalisé une relecture très minutieuse, ainsi que deux anciens ingénieurs nucléaires et collègues, Jacques SIMONNET et Robert BASCHWITZ. J'adresse aussi mes vifs remerciements à Michel SIMON, secrétaire général de PNC-France, dont l'œil très affuté a permis de déceler plusieurs erreurs de forme et de fond dans ce texte.

Enfin, je suis très reconnaissant envers mon épouse, Marie France, pour m'avoir laissé réaliser ce travail passionnant auquel j'ai pu consacrer la plus grande partie de mon temps.

Malgré le soin apporté à ces relectures, le lecteur très attentif aura peut-être pu décelé encore quelques erreurs de forme, mais elles seront certainement rares. Le risque zéro n'existe pas.

Le lecteur qui souhaiterait des clarifications ou des compléments d'information sur certains points peuvent contacter l'auteur par messagerie à l'adresse suivante : dgreneche.nuclearconsulting@orange.fr





ISBN : 978-2-9594759-1-7

Achevé d'imprimer par :
www.imprimersonlivre.com
Roudenn Grafik

Dépôt légal
3^{ème} trimestre 2024



Ce livre est un appel à la raison pour assurer à notre pays un approvisionnement en énergie totalement autonome et durable tout en minimisant ses impacts sur l'environnement, via des réacteurs nucléaires surgénérateurs. On en apporte la démonstration qui est étayée par des arguments irréfutables.

L'unique « carburant » de l'énergie nucléaire est aujourd'hui l'uranium naturel, mais on montre dans ce livre que l'on s'achemine inéluctablement au tournant de ce siècle vers une raréfaction des ressources identifiées ou supposées extractibles à des coûts raisonnables, même pour des taux de croissance modestes du parc nucléaire mondial. On dispose heureusement d'un type de réacteur largement éprouvé, capable de générer plus de matière fissile qu'il n'en consomme pour produire de l'énergie, grâce à la création in situ d'un carburant nucléaire artificiel, le PLUTONIUM : ce sont les RÉACTEURS NUCLÉAIRES SURGÉNÉRATEURS. On explique les raisons physiques de ce processus exceptionnel qui permettra à terme de s'affranchir de toutes nos importations en uranium naturel et de parvenir ainsi à une indépendance totale pour produire notre énergie nucléaire pendant des millénaires.

Cela étant, on montre dans ce livre que le rythme de croissance d'un parc nucléaire composé de tels réacteurs est soumis à des contraintes qui ne permettent pas d'envisager leur déploiement massif avant le début du siècle prochain. Il est donc impératif de lancer au plus vite en France un programme vigoureux de développement de ce type de réacteur. Un tel engagement est d'autant plus fondé que nous sommes le seul pays au monde qui rassemble tous les atouts pour réaliser et réussir cette noble entreprise. En effet, la France possède une expérience inégalée sur cette technologie, grâce à son vaste programme passé de R&D couronné par la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de puissance, Phénix et Superphénix. Elle bénéficie en outre d'un savoir-faire industriel sans équivalent sur le traitement de combustibles usés et le recyclage du plutonium. Enfin, notre pays a accumulé sur son territoire d'énormes quantités d'uranium appauvri qui est la source de production du plutonium. Reste à ranimer chez nous la volonté politique de nos décideurs soucieux d'assurer à notre pays un avenir énergétique durable et propre.

Tel est l'objectif de ce livre.

Dominique GRENECHE est docteur en physique nucléaire. Il a été chercheur au Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) où il a occupé divers postes de responsabilité. Il a ensuite été chef du service de la sûreté de la gestion des déchets radioactifs à l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire, puis conseiller nucléaire au Cabinet du Haut-Commissaire à l'énergie atomique. Il a été enfin directeur des relations internationales scientifiques et techniques chez AREVA. Il a mené parallèlement de nombreuses activités d'enseignement ou de conférencier en France et à l'étranger dans des écoles d'ingénieurs ou universités, dont SciencesPo à Paris. Il est l'auteur d'environ 140 articles et de trois autres livres sur le nucléaire.

