



LES PETITS RÉACTEURS MODULAIRES DANS LE MONDE

Perspectives géopolitiques,
technologiques, industrielles
et énergétiques

Charles MERLIN

Mai 2019

L'Institut Français des Relations Internationales est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

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

ISBN : 979-10-373-0034-8

© Tous droits réservés, Ifri, 2019

Comment citer cette publication :

Charles Merlin, « Les petits réacteurs modulaires dans le monde : perspectives géopolitiques, technologiques, industrielles et énergétiques », *Études de l'Ifri*, Ifri, mai 2019.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteur

Charles Merlin est titulaire du Master International Energy de Sciences Po Paris et du Master en Physique des Plasmas de l'Université Pierre Marie Curie (Paris VI). Passionné par les problématiques énergétiques, et passé par le Ministère de l'Environnement en 2016, il écrit en tant qu'expert indépendant au sujet du secteur nucléaire et des réseaux électriques. Il travaille actuellement dans le secteur nucléaire aux États-Unis.

Résumé

Depuis une vingtaine d'années, l'industrie du nucléaire est en proie, s'agissant des nouveaux réacteurs, à des surcoûts et des retards, essentiellement en Occident, qui nuisent à sa compétitivité et à son développement. Un duopole russo-chinois sur cette technologie et son exportation menace de s'instaurer sur les réacteurs de troisième et quatrième génération.

Dans ce contexte, des petits réacteurs modulaires (*Small and Modular Reactors* - SMR) connaissent un regain d'intérêt et sont développés par de nombreux acteurs, allant principalement des entreprises d'État russes et chinoises à une multitude de start-up nord-américaines.

Ces réacteurs de petite taille aux ingénieries intégrées et standardisées pourraient être produits de façon modulaire en usine et leur installation nécessiterait beaucoup moins de travaux d'ingénierie civile, offrant ainsi des perspectives importantes en matière de réductions de coûts et de durée de construction.

Les usines de production devront néanmoins être rentabilisées par un carnet de commandes fourni pour que les entreprises du secteur profitent pleinement des avantages du concept.

La possibilité de construire par paliers une centrale de production permettrait de plus un retour sur investissement plus rapide et une diminution des coûts de financement, associés à une exposition moindre au risque économique.

De plus, la facilité d'installation, sur terre mais aussi sur barge leur permet d'être localisés sur des sites avec peu d'infrastructures, tels que les îles, les communautés isolées, les mines ou même des pays en voie de développement où le réseau électrique est encore peu étendu. Il s'agit là de marchés où le nucléaire est pour le moment inexistant.

D'autres utilisations, notamment dans l'industrie, sont envisageables avec certains de ces réacteurs, qui pourraient atteindre les températures de sortie nécessaires à de nombreux procédés chimiques. Le concept apparaît ainsi comme un des rares moyens pour décarboner ces processus industriels.

À ce stade, il n'y a aucun prototype industriel en fonctionnement dans le monde pour la production d'électricité de réseau. La compétitivité des

SMR vis-à-vis des réacteurs de forte puissance pour de tels usages sera déterminée de la même façon que pour la production d'électricité, à savoir : est-ce que le volume de ventes sera suffisant pour que l'économie d'échelle par le nombre fasse plus que compenser le rapport défavorable lié à la taille ? Cependant, les SMR sont optimaux pour les usages « décentralisés » industriels où une puissance localisée et limitée est suffisante.

Les SMR ne sont donc pas encore, à ce stade, des concurrents des réacteurs de grande taille. Ils comportent un certain nombre de caractéristiques qui, si elles sont démontrées, pourraient permettre d'envisager des coûts futurs compétitifs grâce à la standardisation, la facilité d'installation et un recours plus important à des composants de grande série grâce à des caractéristiques de sûreté intrinsèques potentiellement plus favorables. La baisse des coûts des SMR sera toutefois clairement conditionnée à des volumes de production importants pour permettre d'engranger les économies d'échelle. Cela va demander de ne pas multiplier outre mesure les différentes versions d'un même modèle et éventuellement un effort de standardisation et de normalisation internationales en matière de pièces utilisées. Une croissance importante des volumes nécessitera de plus une augmentation des capacités de production des quelques forges capables de produire des éléments de qualité satisfaisante au niveau mondial.

Le succès éventuel de la construction de la centrale NuScale aux États-Unis à partir de 2023 pourrait être la confirmation d'une renaissance du nucléaire en Occident et de la capacité des petits réacteurs modulaires à révolutionner le paysage énergétique mondial dans les prochaines décennies.

Le gouvernement américain s'est ainsi lancé dans une véritable course pour les petits réacteurs modulaires afin de concurrencer le quasi duopole russe et chinois et s'appuie sur de nombreuses start up. Les années 2025-2030, avec l'arrivée attendue sur les réseaux de premières unités, apparaissent comme un moment charnière pour l'évaluation concrète de la compétitivité des réacteurs à eau légère sous cette forme. Cet horizon sera également clé pour estimer l'intérêt des microréacteurs actuellement envisagés en Amérique du Nord pour des applications militaires et l'approvisionnement en énergie d'infrastructures reculées.

Enfin, ce concept a également relancé le développement de la 4^e génération nucléaire et de nombreux concepts de réacteurs avancés devraient voir le jour en Chine et aux États-Unis d'ici 2035.

Alors que cette nouvelle génération de technologie nucléaire apparaît comme une des rares options crédibles pour réaliser la décarbonation de nombreux secteurs économiques, les acteurs français sont plutôt en retard dans le domaine des SMR : le seul concept proposé, à eau pressurisée, ne devrait pas voir le jour avant 2030, au risque d'arriver une fois la concurrence déjà bien établie. Si la France souhaite avoir sa place sur ce nouveau segment nucléaire, qui pourrait bien représenter l'avenir de cette industrie, elle devra accélérer pour assurer une forte continuité industrielle et identifier des partenaires crédibles avec lesquels partager les coûts de développement pour s'assurer de rester une puissance majeure dans le nucléaire civil et s'assurer d'un haut niveau de standardisation.

Entre la Russie, la Chine, les États-Unis, le Royaume-Uni et le Canada, la course est lancée et la France doit rapidement définir et mettre en œuvre une stratégie claire et réaliste dans ce domaine.

Sommaire

INTRODUCTION	8
ÉTAT DES LIEUX DE LA FILIÈRE : LES ACTEURS OCCIDENTAUX EN GRANDE DIFFICULTÉ.....	10
Une renaissance avortée.....	10
Les désastres de l'industrie japonaise	12
L'essor de l'Asie et de la Russie.....	13
<i>L'éveil chinois</i>	<i>13</i>
<i>Le prodige coréen en difficulté.....</i>	<i>14</i>
<i>L'Inde, lentement mais sûrement</i>	<i>15</i>
<i>La renaissance en Russie</i>	<i>16</i>
LES PETITS RÉACTEURS MODULAIRES (SMALL AND MODULAR REACTORS - SMR), UN CHANGEMENT DE PARADIGME.....	19
La remise en cause des réacteurs conventionnels.....	19
<i>Les causes de l'échec occidental</i>	<i>19</i>
<i>Les pistes pour réduire les coûts.....</i>	<i>20</i>
Présentation des petits réacteurs modulaires	21
<i>Avantages technico-économiques.....</i>	<i>22</i>
<i>Avantages financiers.....</i>	<i>23</i>
<i>Retraitement, démantèlement, maintenance.....</i>	<i>24</i>
Applications potentielles des petits réacteurs modulaires.....	25
<i>La production centralisée d'électricité.....</i>	<i>25</i>
<i>Les SMR terrestres</i>	<i>26</i>
<i>Les SMR sur barge.....</i>	<i>27</i>
Les possibilités offertes par des réacteurs de 4^e génération	28
DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX.....	31
Les stratégies russes et chinoises.....	31
<i>Les barges de Rosatom.....</i>	<i>31</i>
<i>La diversification chinoise.....</i>	<i>32</i>

Un écosystème privé dynamique en Amérique du Nord et au Royaume-Uni	34
<i>Un renouveau nucléaire américain appuyé par l'administration</i>	<i>34</i>
<i>Les efforts novateurs en matière de réglementation au Canada</i>	<i>38</i>
<i>Le potentiel britannique</i>	<i>39</i>
Des perspectives mondiales	41
CONCLUSION	43

Introduction

L'industrie nucléaire est une des filières énergétiques les plus récentes, le premier réacteur datant de 1942 et la première utilisation civile de 1954. Le secteur a connu un rapide développement et une très forte expansion dans les années 1970 et 1980 en Occident, en Europe de l'Est et en Union Soviétique, avant de subir un premier coup d'arrêt en 1986 avec l'accident nucléaire de Tchernobyl.

Si les années 1990 ont vu les grands pays en voie de développement comme la Chine et l'Inde se lancer également dans la construction de réacteurs, l'Occident et l'ex-URSS ont traversé un premier hiver pour la filière, qui n'a pris fin qu'au tournant du millénaire. La renaissance devait passer par une troisième génération de réacteurs, de forte puissance à la sûreté encore plus poussée, dont les têtes de proue étaient l'*Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR) japonais, l'AP1000 américain et le *European Pressurized Reactor* (EPR) franco-allemand.

Dans un contexte marqué par l'accident nucléaire de Fukushima en 2011, le développement du gaz de schiste en Amérique du Nord, les déploiements des énergies renouvelables ainsi que les surcoûts et délais importants subis par les premiers projets, le sursaut de cette industrie n'a pas eu lieu. Et cela malgré une prise en compte grandissante et inédite des problématiques des émissions de gaz à effet de serre qui aurait dû favoriser la filière.

Pendant ce temps, la stratégie agressive de la Russie à l'export ainsi que les ambitions chinoises ont permis à ces deux puissances autoritaires, qui s'appuient sur des entreprises d'État, d'investir massivement dans la recherche et le développement en parallèle du développement des réacteurs de Génération III.

C'est dans ce contexte qu'un nouveau concept, les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactors* - SMR), a été étudié et développé.

Si des réacteurs de faible puissance sont construits depuis les balbutiements de l'industrie, l'idée de les fabriquer en usine de façon modulaire n'est considérée sérieusement que depuis une dizaine d'années. La diminution des coûts et des durées de construction pourrait être un changement de paradigme économique majeur pour la filière et pour le

paysage énergétique mondial en général, et donnerait à cette industrie notamment la possibilité d'occuper des marchés de niche.

De nombreux acteurs, publics comme privés, s'impliquent dans le développement et la commercialisation de tels réacteurs. L'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE¹ estime qu'au moins 10 % de la nouvelle capacité nucléaire entre 2020 et 2035, soit 25 gigawatts électriques (GWe), pourraient être occupés par des SMR, soit un marché d'au minimum 100 milliards d'euros. Le *National Nuclear Lab* britannique² estime, lui, à 65 GWe la capacité cumulée des petits réacteurs modulaires en 2035 si ceux-ci deviennent compétitifs au cours de la décennie 2020, pour une valeur totale d'environ 250 milliards de dollars. Et ces estimations ne prennent en compte que la production d'électricité pour les réseaux classiques.

Cette étude vise ainsi à analyser les perspectives offertes par ces technologies et ses implications économiques et politiques potentielles, en particulier dans le contexte de la transition énergétique bas-carbone et des rivalités technologiques accrues entre grandes puissances.

1. « Small Nuclear Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near Term Deployment », OECD, 2016.

2. « Small Modular Reactors (SMR) – Feasibility Study », *NNL report*, NNL, 2014.

État des lieux de la filière : les acteurs occidentaux en grande difficulté

Une renaissance avortée

L'intérêt actuel pour les petits réacteurs modulaires et les arguments qui le justifient ne sauraient être compris sans une présentation détaillée des récents développements de la filière nucléaire au niveau mondial.

Pour les industriels occidentaux du secteur, le début du XXI^e siècle se voulait comme une renaissance, alors que les commandes étaient devenues inexistantes aux États-Unis et en Europe depuis les années 1980, après les accidents nucléaires de *Three Mile Island* en 1979 et de Tchernobyl en 1986 et une diminution des besoins en nouveaux moyens de production dans un contexte de ralentissement de la croissance de la demande.

L'EPR, à l'origine franco-allemand puis uniquement français lorsque Siemens a vendu l'intégralité de ses activités nucléaires à Areva en 2011, a été développé dès 1992 avec l'objectif d'une commercialisation massive dans les années 2000. Ce réacteur à eau pressurisée (REP), le plus puissant jamais conçu avec ses 1650 mégawatts électriques (MWe), se voulait comme une fusion entre les N4 français et les *Konvoi* allemands.

La construction d'un premier EPR est lancée en Finlande, à la centrale d'Olkiluoto, en 2005. Celui-ci a été vendu par Areva pour 3 milliards d'euros et devait être opérationnel en 2009. Un deuxième exemplaire est ensuite commandé par la France (Flamanville) pour 3,3 milliards d'euros, avec un premier béton fin 2007 et un début des opérations prévu en 2012.

À la même époque, aux États-Unis, Westinghouse développe également un réacteur REP de 3^e génération de 1 117 MWe, l'AP1000. Le design est approuvé en 2005 par la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), l'agence de sûreté nucléaire américaine, alors que la filiale nucléaire de l'entreprise est rachetée par Toshiba.

Une quarantaine de permis de construction sont alors demandés aux États-Unis pour bâtir des réacteurs dès 2010. Malgré l'impact médiatique de l'accident nucléaire de Fukushima en mars 2011, la construction de deux AP1000 débute en 2012 sur la centrale de Vogtle en Géorgie pour un coût

original de 14 milliards de dollars, puis de deux autres exemplaires l'année suivante sur celle de VC Summer en Caroline du Sud, pour 10 milliards de dollars.

Aujourd'hui aucun de ces réacteurs construits en Occident n'a commencé à produire de l'électricité. Les coûts ont plus que triplé pour chaque EPR, tandis que celui des deux AP1000 de Vogtle atteint désormais 25 milliards de dollars. Ceux de VC Summer auraient dû coûter la même somme, mais la décision a été prise de mettre fin à leur construction en 2017, après que 9 milliards de dollars eurent déjà été dépensés sur le projet. Dans un contexte de révolution des gaz de schiste et de boom des énergies renouvelables aux États-Unis, aucun autre projet de centrale n'a finalement été lancé.

Cette suite d'échecs a été fatale aux deux compagnies qui se sont logiquement effondrées. La branche réacteurs d'Areva a ainsi été rachetée par EDF pour être renommée Framatome en décembre 2017, nécessitant un renflouement de l'entreprise par l'État français. Westinghouse a été déclarée en faillite en mars 2017, puis rachetée par Brookfield Assets Management, un fonds d'investissement canadien, en janvier 2018.

En Chine toutefois, le bilan est un peu plus reluisant : le premier réacteur EPR de Taishan a été mis en service et le deuxième sur le site devrait suivre en 2019. De même, les 4 réacteurs AP1000 chinois ont été mis en service au cours de l'année 2018, bien que le réacteur de Sanmen 2 soit à l'arrêt depuis décembre 2018 dû à une pompe du circuit de refroidissement défectueuse. Les réacteurs de troisième génération de conception occidentale (EPR et AP 1000) en Chine, avec leurs constructions achevées en une dizaine d'années sans trop de surcoûts, y sont donc des succès relatifs. La Chine a cependant acté début 2019 que plus aucun réacteur de conception occidentale ne sera construit sur son territoire³. Les différences entre les constructions occidentales et chinoises ne résident donc sans doute pas tant dans les choix technologiques que dans les contextes locaux (régulation, impulsions politiques locales, tissu industriel robuste grâce à un plan de développement solide du parc avec de la visibilité ...).

3. Information disponible sûre : <https://www.reuters.com/article/us-china-nuclearpower-hualong/china-goes-all-in-on-home-grown-tech-in-push-for-nuclear-dominance-idUSKCN1RT0Co>.

Les désastres de l'industrie japonaise

L'industrie nucléaire japonaise dans les années 2000 était florissante. Les deux premiers réacteurs de troisième génération au monde à être opérationnels furent des ABWR, développés par le consortium entre General Electric, Hitachi et Toshiba. À eau bouillante et construits à Kashiwazaki-Kariwa, ils furent opérationnels en 1996 et 1997, soit vingt ans avant le premier REP de troisième génération. Le gouvernement souhaitait en 2002 augmenter de 30 % la génération d'électricité nucléaire pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre du pays, et la décennie vit la mise en opération de cinq nouveaux réacteurs nucléaires, dont deux autres ABWR.

Bien que sans contrats signés à l'export, les industriels japonais devaient construire plusieurs autres ABWR pendant la décennie suivante lorsqu'un accident nucléaire eut lieu en mars 2011. Un tsunami, tuant près de 20 000 personnes, a entraîné la perte de plusieurs réacteurs sur la centrale de Fukushima-Daiichi. Si l'accident nucléaire n'a en soi tué personne, l'impact sur l'opinion publique et les gouvernements fut tel qu'il provoqua un second hiver pour la filière pendant la décennie 2010, entravant fortement la renaissance nucléaire tant espérée par les acteurs au niveau mondial, mais surtout japonais.

La totalité des autres réacteurs du pays, presque tous opérationnels, furent arrêtés pour des mises à niveau et des contrôles accrus. En avril 2019, seuls 9 REP sont de retour sur le réseau, tandis que 6 réacteurs ont reçu une préautorisation de redémarrage et 12 autres sont en cours d'examen par la *Nuclear Regulation Authority*, alors que les opérateurs n'ont toujours pas déposé de demande pour 8 réacteurs. Les importations de combustibles fossiles nécessaires à la production d'électricité impactent toujours fortement l'économie japonaise⁴.

Deux ABWR étaient en construction lorsque l'accident nucléaire de Fukushima a eu lieu. Les travaux sont depuis suspendus, alors que le réacteur n° 3 de la centrale de Shimane est complété à 95 %.

De même, les industriels japonais ont mis fin à la totalité de leurs prétentions à l'export, notamment après la faillite de Westinghouse, que ce soit la construction de quatre ABWR au Royaume-Uni, ou celle d'un prototype Atmea en Turquie issu de la joint-venture entre Areva et Mitsubishi.

4. « Nuclear reactor restarts in Japan displacing LNG imports in 2019 », EIA, 4 mars 2019, disponible sur : www.eia.gov.

Aujourd'hui, Toshiba n'a plus d'activités nucléaires depuis la faillite puis la revente de Westinghouse, tandis que le consortium GE-Hitachi est dorénavant surtout actif aux États-Unis. Enfin, Mitsubishi n'a aucun projet de construction depuis plusieurs années mais continue de produire des équipements tels des générateurs de vapeur, notamment pour EDF.

L'essor de l'Asie et de la Russie

L'éveil chinois

Depuis la fin des années 80, les entreprises chinoises construisent des réacteurs de conceptions occidentales ou russes afin de développer leur expertise, de façon toujours plus indépendante des concepteurs d'origine. Ainsi en 2008, China General Nuclear Power Corporation (CGN) a commencé la construction d'un EPR sur la centrale de Taishan, suivi d'un deuxième en 2010 sur le même site. En 2009, c'est le consortium entre *China National Nuclear Corporation* (CNNC) et la *State Nuclear Power Technology Corporation* (SNPTC) qui coulait le premier béton de deux AP1000 à la centrale de Sanmen, ainsi que de deux autres sur la centrale de Haiyang la même année.

En 2018, c'est en Chine que le premier EPR et le premier AP1000 sont mis en service, et les six réacteurs devraient être tous opérationnels avant la fin de l'année 2019.

L'expertise acquise par ces entreprises sur les modèles occidentaux et russes de deuxième et troisième générations a permis d'aboutir à la version finale d'un design entièrement chinois, de réacteur à eau pressurisée, le HPR1000, aussi appelé le *Hualong One*. Les quatre premiers exemplaires de ce modèle sont en construction depuis 2015 sur les sites de Fangchenggang et Fuqing, et plusieurs dizaines d'autres pourraient suivre dans les prochaines années sur le territoire chinois. La Chine exporte déjà son réacteur, au Pakistan notamment, et même au Royaume-Uni, où la construction de deux *Hualong One* a été négociée en échange du financement de celle de quatre EPR. Les phases de certification y seraient avancées.

L'industrie chinoise est ainsi la puissance montante dans le domaine nucléaire. Avec déjà 45 réacteurs installés sur son territoire, la Chine continue son ascension avec 13 unités en construction et des plans pour lancer celles de 43 autres avant 2025. Il est possible que le pays envisage de donner à terme un rôle prépondérant au nucléaire, au détriment des énergies renouvelables, dont la croissance ralentit fortement. En effet, si au premier trimestre 2018, les capacités solaire et éolienne ont crû

respectivement de 34 % et de 39 %, la dynamique s'est effondrée au premier trimestre 2019 où ces taux ne sont plus que de 8,6 % et 6,1 %, leurs niveaux les plus bas depuis 1990⁵.

Le prodige coréen en difficulté

La montée en force chinoise n'est pas sans rappeler les développements coréens qui la précèdent de quelques années. L'industrie coréenne a aussi construit chez elle des réacteurs aux designs occidentaux, notamment des CANDU canadiens (des réacteurs à eau lourde, maintenant exportés également par la Chine), et des REP américains dans les années 80. Puis elle a développé son premier design de réacteur de seconde génération à partir de 1990, construit uniquement sur le territoire national.

Enfin, elle s'est lancée dans les réacteurs à eau pressurisée de troisième génération avec son APR1400. Ce modèle de réacteur de 1400 MW a vu ses deux premiers exemplaires entrer en opération en 2016 et 2019 à la centrale de Shin Kori. Leur construction n'aurait coûté que 3 689 € par kilowatt électrique (kWe) installé, ce qui en fait probablement les réacteurs les moins chers construits dans l'OCDE des dernières années⁶.

C'est également avec ce design que *Korea Hydro and Nuclear Power* (KHNP) a remporté son premier contrat à l'export, avec l'appel d'offres pour la construction de quatre réacteurs aux Émirats arabes unis fin 2009. Les autorités émiraties ont ainsi préféré l'APR1400 aux propositions des compagnies occidentales et japonaises. La première unité est prête à produire de l'électricité mais ne démarrera que début 2020 si les opérateurs émiratis ont été formés d'ici là.

Cependant, alors que tout semblait sourire à l'industrie coréenne, le président Moon Jae In, élu en 2017, a décidé une sortie du nucléaire contre l'opinion publique. Même si un referendum tenu à la fin de la même année a contraint le gouvernement à accepter la finalisation des constructions déjà entamées de quatre autres APR1400, l'ensemble des autres projets ont été annulés par l'administration en place. En fermant ainsi la porte à la construction de nouveaux réacteurs dans le pays, le nouveau président

5. « 2019 Q1 electricity & other energy statistics », China Energy Portal, 19 avril 2019, disponible sur : <https://chinaenergyportal.org>.

6. C'est le coût moyen annoncé pour les deux réacteurs APR1400 en opération sur cette centrale. Voir : « Final decision nearing on ending construction of Shin-Kori 5, 6 reactors », *Hankyoreh*, 10 octobre 2017, disponible sur : <http://english.hani.co.kr>.

coréen handicape indirectement la compétitivité à l'export de l'APR1400⁷, même si ce dernier reste un candidat sérieux pour plusieurs projets sur la péninsule arabique. Comme le design de l'APR1400 n'atteint pas le standard de sûreté des constructions en Europe occidentale, Kepco envisage pour ce marché un réacteur amélioré.

L'Inde, lentement mais sûrement

L'Inde a lancé son programme nucléaire dans les années 60, en se concentrant sur des réacteurs à eau lourde de faible puissance basés sur le CANDU canadien.

Cependant, l'idée de développer véritablement un parc nucléaire civil pour la production d'électricité ne date que des années 2000, et se base sur deux axes. D'un côté, le pays a fait le choix de construire des VVER russes à partir de 2002, et pourrait éventuellement faire de même avec des EPR français. De l'autre, la *Nuclear Power Corporation of India Limited* (NPCIL) s'est mise à développer un design de réacteur à eau lourde avancé, inspiré des CANDU canadiens, le PHWR-700 (700 MWe) dont les deux premiers exemplaires sont en construction sur la centrale de Kakrapar.

Malgré les efforts récents, le programme nucléaire indien a pris du retard, les réacteurs mettant en général plus de dix ans à se construire, et les décisions d'investissement étant prises au compte-gouttes. La capacité nucléaire indienne reste assez faible, avec 22 réacteurs de faible puissance (6,2 GW au total), bien que 7 réacteurs (5,4 GW) soient actuellement en construction.

On notera que les deux projets de 6 EPR sur la centrale de Jaitapur et de 6 AP1000 sur celle de Kovvada, en discussion depuis plus de dix ans, stagnent notamment en raison de la législation particulièrement dure, établie depuis la catastrophe de Bhopal, en matière de responsabilité des concepteurs d'infrastructures industrielles en cas d'incident.

Bien que le pays ait de grandes ambitions, il paraît peu probable qu'un design indigène soit exporté dans les prochaines années, notamment à cause des relations difficiles avec l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA), l'Inde étant une des rares nations à ne pas avoir signé le Traité de Non-Prolifération des Armes Nucléaires (TNP).

7. Sylvie Cornot-Gandolphe, « South Korea's New Electricity Plan: Cosmetic Changes or a Breakthrough for the Climate? », *Édito Énergie*, Ifri, 28 février 2018, disponible sur : www.ifri.org.

La renaissance en Russie

Le vrai leader mondial du nucléaire à l'export est de loin Rosatom, l'entreprise nucléaire étatique russe.

Après qu'un réacteur RBMK, modéré au graphite, ait connu l'accident nucléaire de Tchernobyl en 1986, l'Union Soviétique puis la Russie ont interrompu quasiment toute construction de réacteurs sur le territoire national. Il a fallu alors près de vingt ans pour que l'industrie nucléaire civile russe ne se relève.

Rosatom est une entreprise publique, née en 2007, après quinze ans de restructuration du MINATOM, le ministère de l'énergie atomique soviétique démantelé en 1992. Très proche du pouvoir, elle a permis le redémarrage du programme nucléaire russe, actant l'obsolescence de la technologie RBMK, pour se lancer pleinement dans les REP. Elle a tout d'abord repris la construction de VVER-1000, hérités de l'URSS, avant de développer les VVER-1200 et leur amélioration, le VVER-TOI, entrant ainsi pleinement dans la troisième génération nucléaire.

Deux VVER-1000 ont démarré sur le territoire russe depuis 2008, ainsi que quatre VVER-1200. Trois autres VVER-1200 et un VVER-TOI sont en construction, tandis que le gouvernement compte lancer celle de presque dix autres exemplaires avant 2025.

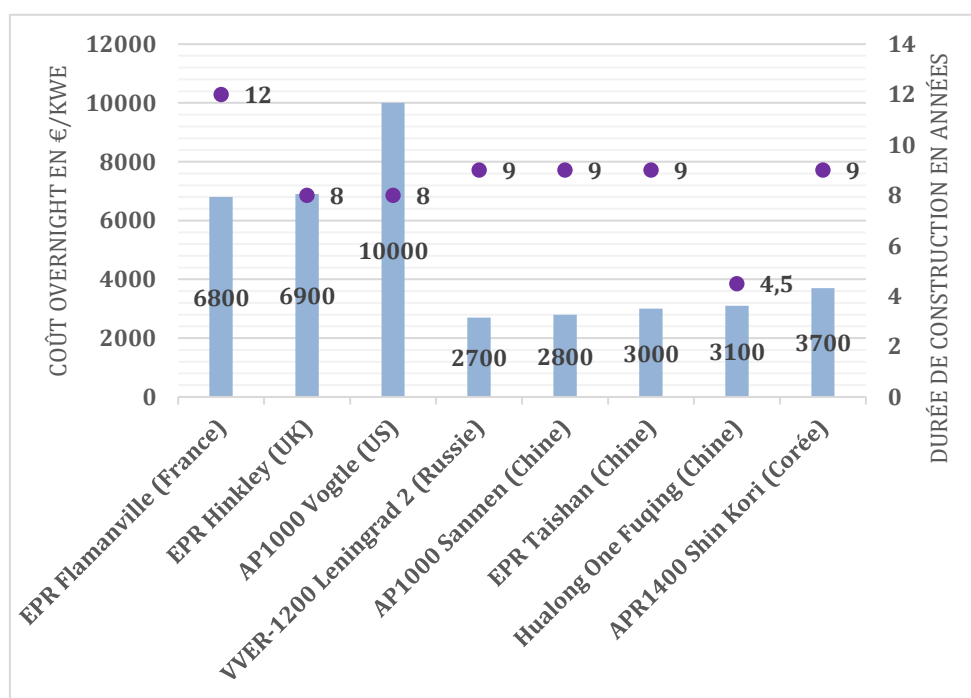
Mais c'est à l'export que Rosatom brille le plus. L'entreprise a déjà achevé la construction de huit réacteurs à l'étranger, poursuit celle de sept autres, avec vingt-trois commandes à honorer ensuite. Son carnet d'exports atteint ainsi la somme inégalée de plus de 300 milliards de dollars – tout ne sera certainement pas réalisé, mais ce carnet de commandes contraste avec ceux de ses concurrents.

La clé de ce succès réside en partie dans le soutien total du gouvernement russe, notamment dans le financement de tels projets en proposant aux États clients des emprunts à des taux très bas. Rosatom offre ainsi des solutions tout compris, clé en main, aux pays en voie de développement, du financement à la formation des opérateurs locaux en passant par la prise en charge des déchets. Cela va même jusqu'à l'exploitation sur plusieurs années des centrales nouvellement construites si le niveau d'expertise sur place n'est pas encore suffisant pour une gestion autonome.

Rosatom est également le chef de file des technologies nucléaires avancées, que ce soit dans la fabrication de brise-glace nucléaires, de barges sur lesquelles sont installés de petits REP, ou alors par la quasi-commercialisation d'un réacteur avancé, le BN-800, un réacteur à neutrons

rapides refroidi au sodium (RNR-Na), mis en service en 2016 et qui pourrait être exporté en Chine.

Figure 1 : Coûts et durées de construction de quelques projets récents



Les chiffres indiqués dans le graphique sont les derniers communiqués (à la date d'avril 2019) pour les différents projets. Les taux de change utilisés sont 1 EUR = 1,13 USD et 1 CNY = 0,15 USD⁸.

Sources : EDF pour Flamanville et Hinkley, Southern pour Vogtle, SFEN pour Leningrad et Fuqing, Bloomberg pour Sanmen, South China Morning Post pour Taishan et Hankyoreh pour Shin Kori.

8. Le taux de change euro-dollar utilisé tout au long de cet article est 1 EUR = 1,13 USD.

Les petits réacteurs modulaires, un changement de paradigme

La remise en cause des réacteurs conventionnels

Les causes des difficultés occidentales

Les acteurs américains et français traversent ainsi une crise sans précédent, et si la situation actuelle s'aggravait encore, la construction de réacteurs nucléaires pourrait être presque totalement dominée par un duopole autoritaire russo-chinois.

Pour pouvoir rebondir, il faut comprendre les raisons des délais et surcoûts observés et en tirer les leçons.

Tout d'abord, la fabrication de têtes de série pour de nouveaux designs alors que les deux entreprises, Westinghouse et Areva, n'avaient pas reçu de commandes depuis plus de 15 ans, était un pari risqué. En effet, la majorité des ingénieurs seniors étaient alors partis à la retraite, tandis que les chaînes logistiques, notamment en matière de métallurgie pour les cuves, n'existaient plus. Ce manque d'expérience s'est fait cruellement ressentir sur les projets d'EPR en Europe et ceux d'AP1000 aux États-Unis. Cependant, on remarquera que l'industrie russe a su se sortir de cette ornière malgré une situation similaire, si ce n'est encore plus difficile avec l'effondrement de l'Union soviétique. Le choix prudent de repartir sur la construction d'un modèle des années 80, le VVER-1000, au lieu de se lancer directement dans un nouveau modèle de troisième génération, s'est avéré plus judicieux.

Mais Rosatom (tout comme les opérateurs chinois) a bénéficié de la nécessaire visibilité industrielle à long terme ainsi que du soutien financier massif de l'État russe,

Si les régulateurs ont exigé de revoir la conception des réacteurs en cours de construction à la suite de l'accident de Fukushima, les surcoûts et délais massifs sur les projets AP1000 américains et EPR européens ne sont

principalement pas dus à la partie nucléaire des constructions mais à la phase de chantier et de montage.

Le problème ne concerne ainsi pas la technologie nucléaire en elle-même, mais le processus de construction ainsi que le modèle de financement.

Le coût du travail influe légèrement mais n'est pas de première importance, comme en témoigne la réussite coréenne sur l'APR-1400 de Shin Kori, malgré les salaires élevés des travailleurs sur le site.

À la suite de leurs déboires récents, les filières nucléaires françaises et américaines ont été restructurées et un changement de stratégie en matière de design et de pratiques s'imposait.

En France, la signature d'un contrat pour deux EPR au Royaume-Uni en septembre 2016 et les perspectives de vente de deux exemplaires supplémentaires dans le même pays ainsi que de six autres en Inde ont convaincu les décideurs de continuer dans la voie des réacteurs de forte puissance. Les acteurs, EDF-Framatome en tête, s'orientent donc vers une version standardisée de leur réacteur, l'EPR-2 ou EPR-NM (pour Nouveau Modèle), et espèrent pouvoir atteindre un coût unitaire de 5 à 6,5 milliards d'euros pour une durée de construction de six ans avec une modularité accrue⁹.

Si aux États-Unis, Westinghouse n'a pas abandonné le concept de l'AP1000, la puissance publique commence à soutenir activement une multitude de start-ups proposant des designs basés sur une philosophie alternative : les *Small and Modular Reactors* (SMR) – cf ci-après.

Les pistes pour réduire les coûts

Dans son récent rapport *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*¹⁰, le *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) a identifié plusieurs grands axes de réduction des coûts en capital de la filière, qui représentent 80 % du coût total de l'électricité nucléaire.

Premièrement, le travail d'ingénierie doit être finalisé autant que possible avant le début du chantier, et inclure l'expertise des fabricants de pièces et des équipes de construction afin de confirmer sa faisabilité ainsi que l'existence d'une chaîne logistique adéquate et de personnels qualifiés

9. P. Passebon, « Nucléaire : les 5 chiffres clés de l'EPR NM à 5 milliards d'euros d'EDF », Industrie et technologies, 17 novembre 2016, disponible sur : www.industrie-techno.com.

10. *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, MIT, 2018.

pour mener le projet à terme. Ces problématiques sont typiques des têtes de séries *First Of A Kind* (FOAK).

Ensuite, les structures impliquées doivent évoluer dans des cadres de financement et de réglementations souples afin de pouvoir s'adapter en cas d'imprévus lors de la construction, notamment des changements de design ou de calendrier.

KHNP a appliqué avec un relatif succès ces premières mesures, et a pu construire ainsi des REP de troisième génération en FOAK pour environ 2600 USD/kWe.

Enfin, en étudiant la composition du coût total hors financement, les équipes du MIT ont remarqué que le réacteur en lui-même, ainsi que les turbines permettant de transformer la chaleur produite en électricité, ne correspondait qu'à environ 25 % de celui-ci. Les travaux d'ingénierie civil et de localisation, eux, en représentent jusqu'à 65 %, les efforts de réduction des coûts doivent donc se concentrer sur ceux-ci.

Le rapport conclut qu'une modularisation accrue serait le principal facteur d'amélioration des processus de construction et permettrait de réduire les coûts en capital de 20 %, les durées de construction de 40 % et la masse salariale de 25 % à 50 %.

Enfin, la standardisation des réacteurs et la fabrication de multiples tranches permettent de réduire fortement les coûts, grâce aux économies d'échelle. Typiquement, un réacteur New Of A Kind (NOAK) coûte 30 % moins cher qu'un FOAK.

Les effets combinés de la modularisation et de la standardisation quel que soit le type de réacteur permettraient ainsi de réduire de près de moitié les coûts en capital d'un réacteur, et cela sans prise en compte la diminution des coûts de financement grâce à des durées de construction plus courtes.

Présentation des petits réacteurs modulaires

Les réacteurs de faible puissance ne sont pas une nouveauté, la plupart de ceux de première génération ou utilisés dans la recherche ne dépassant pas les 350 MW de puissance.

Cependant, l'idée de produire en usine des réacteurs standardisés en quantité importante, et de les installer en grappe pour produire de l'électricité ou de la chaleur, est assez récente.

Ces petits réacteurs sont ainsi modulaires par leur production qui se fait par assemblage de modules préfabriqués, et par leur implantation, en étant eux-mêmes les modules d'une centrale électrique.

Avantages technico-économiques

Le développement historique de réacteurs de puissances toujours plus élevées fut guidé par une optimisation technique du cœur nucléaire. En effet, en densifiant celui-ci, le taux de combustion a été maximisé de façon à produire le plus d'énergie avec le moins de combustible possible. Un EPR atteint ainsi deux fois plus de puissance pour un volume de cœur similaire aux premiers REP français (CPO). Des économies d'échelle par la taille étaient ainsi recherchées sur l'îlot nucléaire. Cependant, la nécessité d'évacuer plus d'énergie ainsi que de se conformer aux standards de sûreté a engendré une multiplication des infrastructures auxiliaires. Ceci est notamment dû à la diminution des marges en matière de sûreté passive, c'est-à-dire l'utilisation de phénomènes physiques comme la convection naturelle, qui permet par exemple d'assurer le refroidissement du réacteur simplement grâce à la différence de densité entre le caloporteur lorsqu'il est froid par rapport à lorsqu'il est chaud.

Pour les petits réacteurs modulaires, le taux de combustion est moindre mais la plus faible densité de puissance permet de remplacer de nombreux systèmes de sûreté active coûteux en utilisant ingénieusement les processus physiques. Ainsi cette démarche permet de créer des designs intégrés, où l'ensemble du circuit primaire de refroidissement est inclus dans la cuve du réacteur, ainsi que de réduire le nombre de systèmes externes, tels que les générateurs diesel de secours par exemple. On troque ainsi (et ce qui devra être démontré dans le futur) une conception optimisée pour l'utilisation du combustible contre une simplification du réacteur et surtout de sa construction, et cela en conservant au moins les mêmes niveaux de sûreté.

Ainsi d'un point de vue purement économique, les partisans des SMR font le pari que l'augmentation du coût de l'îlot nucléaire (réacteurs et turbines) par kWe installé sera largement compensée, en particulier, par la diminution des travaux d'ingénierie civil.

Leur puissance réduite favorise également des implantations non conventionnelles, comme des barges ou encore en piscine creusée, qui pourraient également permettre des économies substantielles en mettant à profit le sol ou la mer pour satisfaire aux critères de sûreté, notamment en matière d'isolation sismique ou de refroidissement ultime en cas d'incident.

Cette réduction en taille leur permettrait également d'être potentiellement adaptés quasiment à tous les usages, même décentralisés, et à toutes les configurations géographiques, conduisant à une standardisation presque totale et facilitant l'installation. Leur fabrication pourrait être modularisée un maximum au point d'être produits en usine, diminuant fortement les coûts. Les pertes en ligne peuvent être également diminuées en rapprochant le réacteur du lieu d'utilisation de l'énergie, et dans certaines configurations, des lignes entières pourraient être économisées.

Avantages financiers

Au-delà du changement de paradigme technique faisant passer le réacteur nucléaire de véritable infrastructure civile à celle de produit d'industrie lourde, les SMR sont également un changement de paradigme au niveau financier.

Tout d'abord, la possibilité de construire une centrale avec une dizaine de réacteurs plutôt qu'un à quatre permettrait de lisser les dépenses de construction et de commencer à encaisser un flux positif de trésorerie au bout de quelques mois au lieu de plusieurs années. Cette nouvelle configuration faciliterait fortement l'investissement initial et diminuerait les taux d'emprunts et d'actualisation, puisque le retour sur investissement arriverait plus vite et de façon plus sûre.

Cet effet pourrait se combiner à la baisse de l'exposition au risque de l'entreprise fabricante entraînée par le passage à une fabrication modulaire de masse. En effet, une pièce défectueuse ou un retard sur un projet de réacteur de forte puissance se répercute sur la construction de l'ensemble d'une centrale et peut donc exposer suffisamment la compagnie au point de vue financier, et risquer d'entraîner la faillite.

Enfin, le passage à des réacteurs de faible puissance entraînerait physiquement une diminution de l'impact d'un incident d'exploitation d'un réacteur, qui se traduirait par une baisse des primes d'assurance pour une centrale, qu'elles soient directement supportées par un exploitant privé ou indirectement par la puissance publique.

Le concept du SMR répond donc potentiellement aux axes de réduction des coûts identifiés par le MIT, et permettrait même d'aller au-delà de ceux-ci en offrant des possibilités allant au-delà de celles des réacteurs de grande taille. Cependant, leur compétitivité dépend fortement de la capacité des entreprises impliquées à commercialiser suffisamment de réacteurs pour atteindre un volume critique de ventes permettant de rentabiliser l'investissement initial dans l'usine de production. L'industrie

estime ainsi que pour atteindre un coût NOAK potentiellement équivalent à 50 % du coût FOAK, il serait nécessaire de construire 5 à 15 centrales de production¹¹.

Retraitement, démantèlement, maintenance

Le retraitement des « déchets » d'un SMR n'est en soi pas différent de celle d'un autre réacteur nucléaire de technologie similaire. Par exemple, les produits de fission d'un REP seront de même nature quelle que soit sa puissance. Il ne sera ainsi pas nécessaire de différencier les pratiques en fonction de la taille du réacteur.

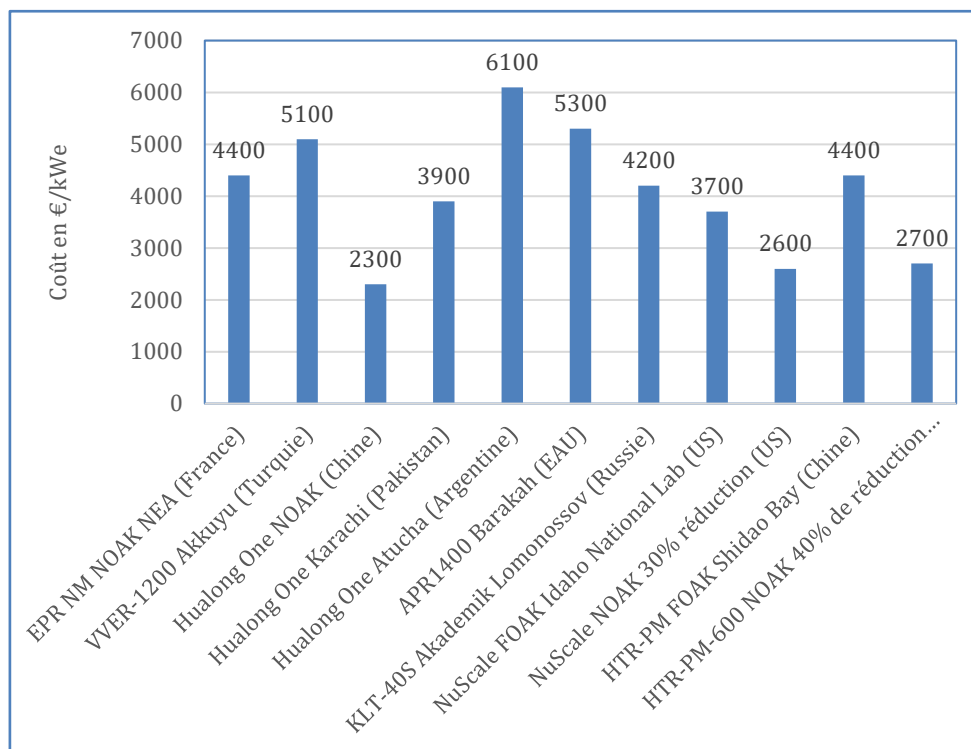
Cependant, l'utilisation de designs intégrés permet potentiellement de faciliter le démantèlement, avec la réexpédition possible des réacteurs entiers dans une usine dédiée plutôt que de devoir travailler sur site. D'autant plus que la moindre complexité des réseaux de tuyaux pourrait conduire à l'utilisation moindre d'acier et donc des volumes plus faibles à retraiter par unité de puissance installée.

La comparaison des coûts d'opération et de maintenance entre les SMR et les réacteurs de plus forte puissance est difficile à faire. En effet, ils vont dépendre de la durée de vie de l'installation, mais également du niveau d'autonomie de celle-ci. Ainsi, un microréacteur (SMR de moins de 20 MW) est censé fonctionner pendant des années indépendamment, et va donc avoir des coûts O&M réduits. Pour les SMR plus puissants comme ceux de NuScale, qui vont entrer en compétition avec les réacteurs « classiques », la multitude de réacteurs nécessaires pour une même puissance implique beaucoup plus d'opérations de rechargement du combustible par exemple et donc une majoration des coûts associés.

Néanmoins, le coût de l'électricité nucléaire est constitué à plus de 80 % par le coût en capital des réacteurs. Ainsi, une augmentation modérée des coûts de démantèlement, de retraitement ou de maintenance d'un réacteur aurait un effet très faible sur sa compétitivité.

11. « Small Nuclear Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near Term Deployment », *op. cit.*

Figure 2 : Coûts de projets avancés de SMR comparés à ceux d'une sélection de réacteurs de forte puissance



Les chiffres indiqués dans le graphique sont les derniers communiqués (à la date d'avril 2019) pour les différents projets. Les taux de change utilisés sont 1 EUR = 1,13 USD et 1 CNY = 0,15 USD.

Sources : NEA pour EPR NOAK en France, WNA pour Akkuyu et Karachi, NBN pour Atucha, CGN pour Hualong One NOAK en Chine, Power Technology pour Barakah, Bellona pour l'Academik Lomonossov, Nu Scale pour NuScale et Atomic Insights pour Shidao Bay.

Applications potentielles des petits réacteurs modulaires

La production centralisée d'électricité

La production d'électricité sur des centrales est l'utilisation la plus classique où les SMR peuvent avoir leur place même si ce n'est pas, à ce stade, celle où ils sont développés. Ils rentreraient ici en compétition avec les réacteurs de forte puissance mais aussi avec les autres moyens de production pilotables (fioul, gaz, charbon, géothermie, biomasse) et non pilotables (éolien et solaire).

Si une entreprise vend suffisamment de ses réacteurs, les économies de volume par le nombre et le risque financier amoindri du concept pourraient à terme le rendre compétitif sur ce secteur, même si le rapport

d'échelle est, pour le moment et sur le papier, favorable aux installations de forte puissance.

Les premiers SMR commerciaux, comme ceux de NuScale (REP de 60 MWe), devraient être installés sous forme de centrale de douze unités à *Idaho National Laboratories* aux États-Unis, entre 2023 et 2026, pour un coût estimé¹² de 4200 USD/kWe, ce qui serait bien moins que les 11300 USD/kWe de Vogtle, le seul projet AP1000 aux États-Unis, en cours de construction.

Une autre application classique du nucléaire (REP ou REB) est la désalinisation de l'eau où, là aussi, l'avantage est normalement plutôt du côté des réacteurs plus massifs d'un point de vue purement technique.

Si pour la production centralisée d'électricité ou d'eau douce, un fort volume de ventes est nécessaire pour qu'un modèle de SMR soit compétitif, les réacteurs de faibles puissances ont néanmoins un intérêt tout particulier en matière de production décentralisée d'énergie.

Les SMR terrestres

La production d'une électricité pilotable, décarbonée et à bas coût intéresse de nombreuses entreprises minières dont les activités se situent bien souvent dans des zones reculées. Certaines transformations métallurgiques comme le traitement de la bauxite pourraient également être réalisées directement sur site afin de ne plus transporter que de l'alumine.

De même, pour des réseaux où la demande d'électricité n'est pas suffisante pour justifier la construction de réacteurs de forte puissance, telles les îles ou les communautés arctiques, l'utilisation de SMR permettrait de réduire les émissions de GES et les coûts. En effet, la production d'électricité y est généralement assurée via les combustibles fossiles, qui peuvent être très coûteux à importer, parfois pour plus de 1 USD/kWh.

Enfin, ces réacteurs plus petits pourraient également être installés plus près des agglomérations afin de produire de l'énergie pour des réseaux de chaleur urbains. L'utilisation de chaleur produite par des réacteurs de forte puissance pour le chauffage des villes existe déjà en Russie et en Suisse, mais assez peu dans le reste de l'hémisphère nord. Pour que celui-ci soit possible et rentable (utilisation limitée à l'hiver uniquement), il faut que la source de chaleur soit proche du lieu d'utilisation, une situation

12. « NuScale says its SMR promises cost savings », *World Nuclear News*, 6 juin 2018, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

beaucoup plus acceptable avec des SMR qu'avec des centrales classiques. La Russie avait déjà équipé la région septentrionale de Tchoukotka de quatre petits réacteurs de 12 MWe par unité, installés dans la petite ville de Bilibino en 1974 et qui devraient être définitivement arrêtés en 2021.

Les microréacteurs sont une catégorie spécifique de réacteurs de moins de 25 MWe avec une très grande autonomie de fonctionnement, spécialement conçus pour des applications isolées de faible puissance, comme certaines mines ou des bases scientifiques. Ils rentreraient en compétition avec les générateurs diesel sur ces segments et non pas avec des centrales électriques classiques. Ces microréacteurs attirent de plus l'attention des armées qui voient dans le concept un moyen d'alimenter des bases antimissiles (lasers), des canons électromagnétiques sur des destroyers, ou encore des corps expéditionnaires qui ne nécessiteraient plus d'approvisionnement énergétique pendant de longues périodes, jusqu'à même plus d'une décennie. Des versions spatiales sont même envisageables.

Les SMR sur barge

Les petits réacteurs peuvent être installés sur des navires. C'est l'utilisation la plus vieille des réacteurs de faible puissance notamment au niveau militaire (porte-avions et sous-marins) mais également civil, avec les brise-glace russes. Récemment, le concept de barge nucléaire a ressurgi sur le devant de la scène en Russie avec l'Akademik Lomonossov. Ce navire n'est pas auto-propulsé, et les réacteurs qui y sont installés sont une version modifiée de ceux qui équipent les brise-glace soviétiques des années 1980. L'objectif n'est plus celui de la propulsion navale, mais de créer une centrale flottante et mobile car remorquable. Le concept est intéressant au niveau de la sûreté car les réacteurs se retrouvent ainsi naturellement proches d'une source froide ultime inépuisable, l'océan, en cas d'incident. Ce système de sûreté passive pourrait permettre de faire des économies substantielles.

Les applications sont nombreuses et ne se limitent pas à l'approvisionnement des villes côtières isolées. Ainsi, la Russie envisage déjà l'utilisation de tels réacteurs pour les navires de forages et l'exploitation de plateformes pétrolières dans ses eaux territoriales.

De telles barges pourraient également être des atouts majeurs pour l'aide humanitaire lors de catastrophes naturelles sur un littoral. En effet, l'approvisionnement en électricité pour les navires hôpitaux et en eau est souvent des problématiques critiques lors de tels désastres. La possibilité

d'avoir à disposition des SMR sur des lieux sinistrés sauverait ainsi de nombreuses vies.

Ces barges pourraient également servir à terme de centrales mobiles de production électrique offshore pour approvisionner des pays à risque qui n'ont pas l'expérience nécessaire pour assurer la sûreté de réacteurs terrestres. Ainsi, une barge sous pavillon russe ou chinois pourrait rester dans les eaux internationales et vendre son électricité à une ville africaine côtière en développement à une vingtaine de kilomètres.

Enfin, des SMR à eau légère classiques pourraient également finir par équiper les plus gros navires non militaires, comme les pétroliers ou les porte-containers, ou même les paquebots. Cependant, l'usage du nucléaire pour des bâtiments civils se confronte à des problématiques d'acceptabilité sociale et de compétitivité économique, déjà en cause dans les premiers essais pour la marine marchande dans les années 1970 et 1980. Aujourd'hui, le seul navire cargo à propulsion nucléaire en activité est le *Sevmorput* russe, officiant dans l'océan arctique.

Les possibilités offertes par des réacteurs de 4^e génération

Certaines filières de réacteurs de 4^e génération peuvent également remplir d'autres rôles, en plus d'avoir des caractéristiques de sûreté passives intéressantes¹³.

Les Réacteurs à Gaz Haute Température (RGTH), les Réacteurs à Sels Fondus (RSF) ainsi que les Réacteurs à Neutrons Rapides (RNR) peuvent varier leur puissance de façon rapide¹⁴.

De plus, grâce à leur température de sortie plus élevée d'au moins 500 °C, ils peuvent être utilisés pour de nombreux procédés industriels, notamment dans l'industrie chimique. Les Réacteurs à Eau Légère (REL), eux, atteignent au mieux les 350°C, ce qui ne permet guère plus que de désaliniser l'eau ou d'alimenter certaines usines de pâte à papier. Les réacteurs de 4^e génération sont probablement la seule alternative aux combustibles fossiles pour décarboner de nombreux processus.

13. « Advances in Small Modular Reactors Technology Developments », AIEA, 2016.

14. Notons que c'est aussi le cas par exemple du parc nucléaire français, où la puissance délivrée par les réacteurs peut ainsi varier très rapidement (de 100 % à 20 % de la puissance nominale en moins de 30 minutes). Plus de 20 GW de flexibilité peuvent ainsi être disponibles sur l'ensemble du parc nucléaire en France.

Les RGTH et RSF, en dépassant les 700°C, produiraient également de l'électricité de façon plus efficace en utilisant des turbines en cycle direct de Brayton plutôt qu'en cycle liquide-vapeur de Rankine.

En allant au-delà des 850°C, ils pourraient même permettre la production massive et économique de dihydrogène avec de hauts rendements, soit par électrolyse à très haute température, soit par des procédés thermochimiques comme le cycle soufre-iode. Les défis techniques dans le domaine des matériaux ne permettent cependant pas d'envisager à court terme d'atteindre de telles températures.

Les réacteurs à spectre rapide peuvent en outre permettre de réduire l'activité et le volume du combustible nucléaire utilisé de tous les types de réacteurs par la transmutation d'actinides et éventuellement de produire du combustible pour les autres réacteurs nucléaires en faisant de la surgénération.

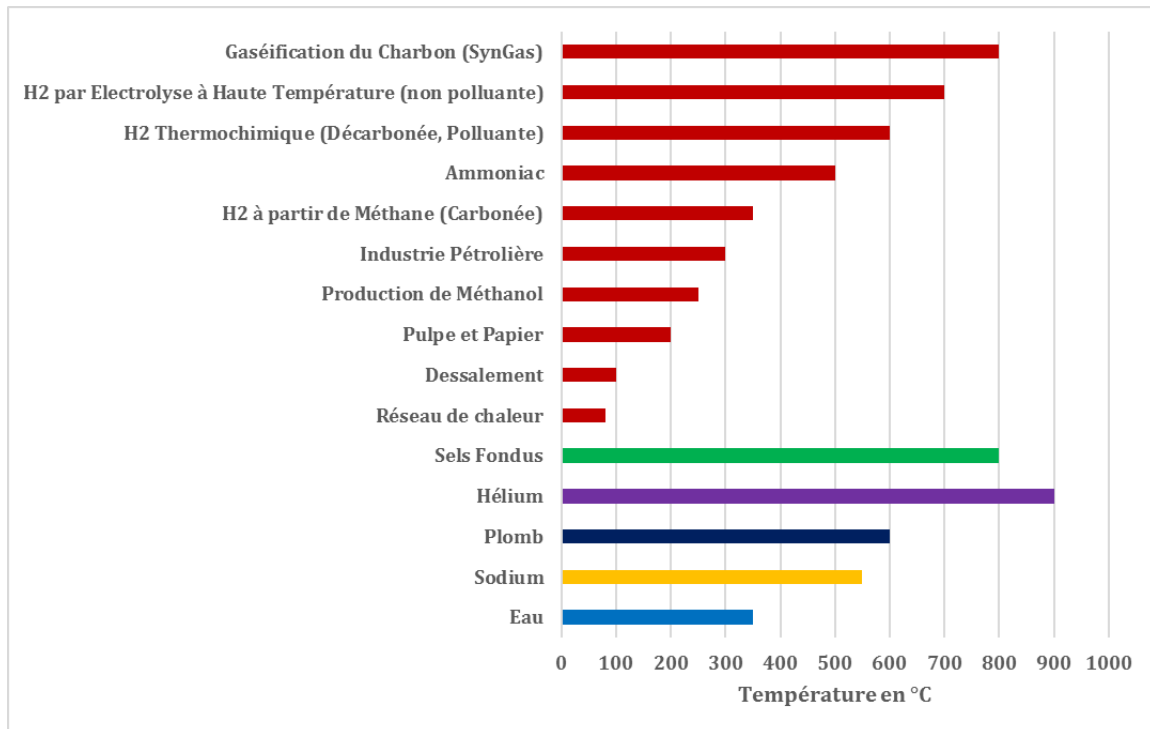
Enfin, les RGTH et RSF peuvent stocker de l'énergie sous forme thermique, typiquement celle qu'ils produisent eux-mêmes, grâce à la grande capacité calorifique des sels fondus, et permettraient ainsi de faciliter la gestion d'un parc de production électrogène.

La compétitivité des SMR vis-à-vis des réacteurs de forte puissance pour de tels usages sera déterminée de la même façon que pour la production d'électricité, à savoir : est-ce que le volume de ventes sera suffisant pour que l'économie d'échelle par le nombre fasse plus que compenser le rapport défavorable lié à la taille ? Cependant, les SMR sont optimaux pour les usages « décentralisés » industriels où une puissance localisée et limitée est suffisante.

Les réacteurs de 4^e génération présentent des problématiques nouvelles, typiques de chaque filière, en matière de retraitement et de démantèlement. Ceux-ci seront néanmoins probablement plus simples à résoudre sur des SMR aux designs intégrés pour lesquels ces opérations pourront être réalisées en usine.

Les concepts avancés ont pris un réel essor ces dernières années avec une très forte compétition entre la Chine et les États-Unis pour le leadership dans le domaine. La majorité des designs de petits réacteurs modulaires sont dorénavant de ce type, et alors que leur première arrivée sur le marché était autrefois envisagée pour la deuxième moitié des années 2030, des efforts importants sont engagés pour construire les premières unités dans la décennie qui vient. Le premier SMR à gaz haute température, le HTR-PM chinois, devrait entrer ainsi en fonctionnement cette année.

Figure 3 : Températures maximales de sortie des différentes filières comparées aux températures minimales nécessaires de quelques procédés industriels



Source : Generation IV International Forum

Développements Internationaux : la course est lancée

Les développements internationaux en matière de SMR modernes ont commencé dans les années 2000. Dans les États comme la Russie et la Chine, ce sont les acteurs publics classiques du nucléaire qui sont à l'œuvre. Mais pour les pays anglo-saxons, c'est un écosystème de start-up qui est à l'origine de la majorité des efforts en ce sens.

Les stratégies russes et chinoises

Les barges de Rosatom

L'entreprise russe Rosatom est leader du marché actuel de réacteurs à eau légère mais n'est pas en reste en matière d'innovation. En effet, au-delà de son leadership en matière de réacteurs avancés, notamment dans les filières refroidies au métal liquide (Sodium et Plomb), Rosatom a su dans les dernières années capitaliser sur l'expertise soviétique en matière de navires civils nucléaires pour développer des SMR à eau légère.

Sa filiale OKBM Afrikantov a ainsi créé une version modifiée du KLT-40 qui équipe le Sevmorput et les brise-glace de classe Taymyr afin de construire, entre 2010 et 2019, la première barge nucléaire moderne de 70 MWe, l'Akademik Lomonosov, pour un coût estimé à près de 340 millions de dollars, soit environ 4200 USD/kWe. Celle-ci, non autopropulsée, a été tractée jusqu'en extrême orient russe afin d'approvisionner en électricité la ville arctique de Pevek.

L'entreprise construit dorénavant trois nouveaux brise-glace de classe LK-60Ya, qui sont équipés chacun de deux RITM-200, un REP de 55 MWe, successeur moderne du KLT-40, au design intégré. Ces navires devraient être opérationnels entre 2019 et 2021. Une seconde génération de barge nucléaire, cette fois-ci produite en série, a été révélée en 2017. Celles-ci seraient équipées de deux RITM-200 et devraient voir le jour dans la première moitié des années 2020, afin d'approvisionner en électricité et en chaleur des villes ou installations reculées du pays, comme des forages ou des plateformes pétrolières.

Enfin, OKBM développe un SMR à eau pressurisée plus puissant de 325 MWe, le VVER-300, pour des utilisations navales, et éventuellement terrestres, dont les premiers exemplaires seraient installés vers 2030. Une barge équipée de deux exemplaires atteindrait ainsi une puissance de 650 MWe, soit environ la moitié de celle d'un réacteur de troisième génération. Cela pourrait à l'avenir devenir une solution compétitive pour un usage électrogène conventionnel.

La seule entrave juridique actuelle à ces barges réside dans la Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer qui reste flou en matière de réglementation sur les navires équipés de réacteurs mais sans propulsion nucléaire. Afin d'éviter toute dispute, la Russie a donc fait voyager sans combustible l'*Akademik Lomonossov* dans la mer Baltique avant de le charger à Mourmansk.

D'une façon générale, Rosatom considère avec un intérêt limité l'idée de SMR terrestres pour la production d'électricité pour des réseaux classiques. Pour des utilisations *onshore*, l'entreprise met plutôt en avant ses réacteurs de forte puissance, extrêmement compétitifs aujourd'hui grâce à leur système de financement et aux économies d'échelle dérivées de son carnet de commandes bien rempli. Néanmoins, elle étudie depuis janvier 2019 l'utilisation d'un RITM-200 terrestre pour le combinat d'extraction de cuivre et d'or du Pestchanka.

Tableau 1 : Petits réacteurs modulaires russes

Réacteur	Puissance (MWe)	Date de commercialisation
KLT-40	35	2019
RITM-200	55	2020 - 2025
VVER-300	325	2030

Source : World Nuclear Association

La diversification chinoise

La Chine a le projet de parc nucléaire le plus ambitieux au monde, visant jusqu'à 500 GW de capacité électrogène en 2050. Si pour le moment, celui-ci devrait être en grande partie réalisé par des réacteurs de forte puissance, notamment le *Hualong One* développé par l'industrie nationale, le pays s'intéresse également aux petits réacteurs modulaires. La concurrence entre les différentes entreprises publiques est d'ailleurs féroce sur ce segment.

Si de nombreux designs sont développés dans le pays, les SMR électrogènes chinois les plus avancés sont actuellement deux REP, l'ACPR50 (60 MWe) de CGN envisagé pour une utilisation maritime, et

l'ACP100 (125 MWe) de CNNC, aussi appelé *Linglong One*, qui serait lui plutôt appelé à des usages terrestres¹⁵.

La Chine compte ainsi se lancer dans la construction d'une première barge nucléaire équipée d'un ACPR50 en 2019. L'objectif est d'acquérir un savoir-faire en la matière afin de proposer également des centrales nucléaires flottantes pour le marché intérieur ou à l'export. Le gouvernement chinois envisage de plus une utilisation militaire de ces barges qui permettraient d'alimenter les bases en mer de Chine méridionale.

Le pays a également annoncé la construction, d'une durée de 65 mois, d'un ACP100 sur la centrale de Changjiang à partir de fin 2019. Les *Linglong One* devraient être ensuite installés pour la production d'électricité pour le secteur minier¹⁶.

Il existe aussi un marché à fort potentiel dans l'utilisation de SMR pour les réseaux de chaleur dans le Nord de la Chine. Les designs retenus actuellement par les autorités sont trois REP à basse température, le NHR-200-II (200 mégawatt thermiques (MWt)) de CGN, le DHR-400 (400 MWt) de CNNC et le Happy200 (200 MWt) de SPIC. Les industriels chinois ont engagé des études de faisabilité pour la construction de premières unités commerciales avant 2022 afin de pouvoir répondre au souhait du gouvernement de remplacer l'utilisation extrêmement polluante du charbon pour le chauffage dans les provinces septentrionales du pays. Une telle transition nécessiterait près de 400 réacteurs de ce type.

Enfin, la Chine est le leader mondial en matière de HTGR, et devrait mettre en opération en 2019 à Shidaowan les premiers réacteurs de 4^e génération, deux *High Temperature Reactors Pebble-bed Modular* (HTR-PM), en construction depuis 2012. Ces réacteurs de 250 MWt/105 MWe auront coûté un peu plus d'un milliard de dollars et seraient refroidis par de l'hélium qui atteindrait les 750°C, et produiront de l'électricité, bien que la température soit suffisante pour de futures applications industrielles. CNNC, qui gère la construction, espère poursuivre sur une centrale de six modules dès la mise en service des réacteurs pilotes. Avec une production en série et la réutilisation possible des turbines d'installations conventionnelles, l'industriel annonce pouvoir descendre leur coût en

15. Brian Wang, « China completing first small nuclear reactors in 2020-2021 and plan mass production », Next Big Future, 20 août 2017, disponible sur : www.nextbigfuture.com.

16. « Hainan Changjiang Small Pile Demonstration Project is scheduled to start in December », *Check the World*, 22 mars 2019, disponible sur : <https://mp.weixin.qq.com>.

dessous de 3 000 USD/kWe¹⁷, et pourrait envisager la conversion de 345 centrales à charbon.

Tableau 2 : Petits réacteurs modulaires chinois

Entreprise	Réacteur	Type	Puissance	Utilisation
CGN	ACPR-50	REP	60 MWe	Electricité, Maritime
CNNC	ACP-100	REP	125 MWe	Electricité, Terrestre
CGN	NHR-200-II	REP	200 MWt	Chauffage
CNNC	DHR-400	REP	400 MWt	Chauffage
SPIC	Happy 200	REP	200 MWt	Chauffage
CNNC	HTR-PM	RGHT	250 MWt / 105 MWe	Electricité / Industrie

Source : *Advances in Small Modular Reactor Technology Development, AIEA, 2018.*

Un écosystème privé dynamique en Amérique du Nord et au Royaume-Uni

Un renouveau nucléaire américain appuyé par l'administration fédérale

Bien que les premières start-up modernes s'intéressant au concept soient nées dans la deuxième moitié des années 2000, il a fallu attendre 2012 pour que le gouvernement américain commence à soutenir les projets de SMR. Ainsi la première bourse SMR *Licensing Technical Support* (SMR LTS) du Department of Energy (DOE) de 226 millions de dollars a été allouée cette année-là à Babcock & Wilcox, une entreprise d'ingénierie nucléaire historique, pour le développement de son SMR REP, le mPower. L'entreprise a cependant mis plus ou moins fin à son développement en 2014, après avoir reçu 111 millions de dollars du DOE¹⁸.

La même année, ce dernier avait cependant signé des accords avec trois start-up développant des SMR pour l'installation de prototypes sur son site de Savannah River en Caroline du Sud. Les designs concernés étaient le G4M, un RNR-Pb développé par Hyperion (maintenant Gen4 Energy), aujourd'hui en grande difficulté financière, et deux REP, le NuScale (60 MWe) de la start-up du même nom, et le SMR-160 (160 MWe)

17. Brian Wang, « China small modular pebble beds will be USD400 million for 200 MW and USD1.2 billion for 600 MW », Next Big Future, 15 août 2017, disponible sur : www.nextbigfuture.com.

18. « Small Nuclear Power Reactors », World Nuclear Association, avril 2019, disponible sur : www.world-nuclear.org.

de Holtec Nuclear, la filiale d'une entreprise d'équipements spécialisée dans le domaine de l'énergie.

En 2013, le DOE alloua la deuxième bourse du SMR LTS de 217 millions de dollars d'argent public sur cinq ans à NuScale pour l'aider à développer son design ainsi que pour les démarches de certification. Ce financement a été complété en 2015 par 16,6 millions de dollars supplémentaires pour la préparation d'une *Construction and Operating License Application (COLA)* en partenariat avec son premier client, *Utah Associated Municipal Power Systems' (UAMPS)*.

En 2015, le soutien financier aux SMRs, notamment aux concepts de 4^e génération, a pris une autre dimension. Le DOE a lancé le programme *Gateway for Accelerated Innovation in Nuclear (GAIN)* afin de développer les supports technique, réglementaire et financier nécessaires aux développements de ces nouveaux réacteurs. Ce dernier a permis de faciliter l'accès des entreprises lancées dans de tels projets aux laboratoires publics et de poser les bases des processus de certification des designs non refroidis à l'eau. De plus, d'importants financements publics ont commencé à être alloués aux start-ups développant des réacteurs de 4^e génération, notamment X-Energy et son HTGR Xe-100, Terrestrial Energy et son RSF IMSR ou encore Kairos Power et son KP-FHR. Les bourses GAIN s'accompagnent généralement d'une obligation associée de financement privée, de 10 % à 100 % du montant accordé par le DOE.

L'*Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E)*, une branche du DOE dédiée habituellement aux projets moins matures, soutient également le développement de micro-réacteurs (moins de 10 MWe) qui pourraient être utilisés pour des installations isolées, des bases militaires ou encore des applications spatiales. Ces réacteurs sont généralement refroidis par caloducs. Deux premiers prototypes pourraient être construits au *Idaho National Laboratory* en 2022, probablement par Oklo et Westinghouse. Ces MMR (micro-réacteurs modulaires) intéressent l'armée américaine et ont le support du Department of Defense (DOD), dont les aides financières, non publiques, pourraient être massives.

Au total, le DOE aura déjà alloué près de 1,2 milliard de dollars aux SMR et réacteurs avancés depuis 2011, dont presque 540 millions en subventions directes aux entreprises pour le développement de différents designs de SMR.

Tableau 3 : Principaux projets de SMR aux États-Unis et financements du DOE associés

Entreprise	Projet	Type	TOTAL Financement DOE	Application NRC	Remarques et pays intéressés
B&W, Bechtel	mPower	PWR	111	Dropped	Programme terminé en 2014
NuScale	NuScale	PWR	289,7	Safety Review Phase 2	États-Unis, Canada, Royaume-Uni, Jordanie, Roumanie
Holtec, GE Hitachi	SMR-160	PWR	12,1	Pre-Application	États-Unis, Ukraine
GE Hitachi	BWRX-300	BWR	1,9		États-Unis, Canada
X-Energy	Xe-100	HTGR	44,5	Pre-Application + Pilot	États-Unis, Jordanie
Kairos Power	KP-FHR	Solide MSR	9,7	Pre-Application	États-Unis
Terrestrial	IMSR	MSR	8,7	Pre-Application	Canada, États-Unis
Elysium	MCSFR	MSR	7,3		États-Unis
Transatomic	T-MSR	MSR	5,3		Faillite en 2018
Westinghouse	eVinci	MMR-Pb	18,3		États-Unis, Canada
Oklo	O-MMR	MMR-Na	5	Pre-Application + Pilot	États-Unis
Autres			22,9		
TOTAL :			536,4		

Source : Budgets et annonces du DOE.

À partir de 2016, les acteurs privés engagés dans le développement de SMR à eau légère, les plus matures technologiquement, ont créé un consortium, le SMR Start, afin de représenter leurs intérêts auprès des acteurs publics comme la *Nuclear Regulation Commission* (NRC), l'agence de sûreté américaine, ou le Congrès. C'est au cours de cette même année que la NRC a de plus entrepris une réflexion importante pour la modernisation de ses pratiques de certification afin de les adapter à ce nouvel écosystème et de pouvoir accélérer l'évaluation des SMR, notamment de 4^e génération.

Au-delà de l'allocation régulière de subventions, le Congrès américain a également entamé un véritable effort législatif pour le développement des SMR. Le Congrès américain a ainsi voté plusieurs lois dans ce sens.

Ainsi le *Nuclear Energy Innovation Capabilities Act* (NEICA) de 2017 et le *Nuclear Energy Innovation and Modernization Act* (NEIMA) de 2018 ont tout d'abord permis le lancement du programme du *Versatile Test Reactor* (VTR), impératif pour réaliser les expériences d'irradiation afin de caractériser les matériaux nécessaires aux réacteurs de 4^e génération, mais ont surtout enclenché une sérieuse évolution des pratiques de certification de la NRC en matière de SMR ainsi qu'une ouverture poussée des infrastructures du DOE aux entreprises privées.

Le *Nuclear Energy Leadership Act*, qui devrait être voté en 2019, pousse encore plus loin cette refonte juridique en assurant la mise à disposition d'uranium enrichi entre 5 % et 20 % pour la fabrication du combustible nécessaire aux expériences et prototypes de ces nouveaux designs, et en permettant l'État fédéral de contracter des accords d'achat d'électricité sur le long terme (jusqu'à 40 ans), ce qui assure les opérateurs de ces nouveaux réacteurs d'un retour sur investissement minimum.

Les autorités américaines sont ainsi en train de lever les principales barrières réglementaires au bon développement de SMR identifiées par l'ITER, le centre de prospective du CEA, à savoir les processus de certification peu adaptés et l'accès à des combustibles appropriés¹⁹.

Certains sénateurs américains planchent déjà sur les contours d'une quatrième loi, dont les grandes lignes pourraient être la mise en place systématique de ces contrats d'achat d'électricité de long terme pour les réacteurs de démonstration (FOAK), l'extension des exemptions de taxes accordées aux investissements sur le solaire et l'éolien à toutes les sources d'électricité bas-carbone, et la facilitation de l'emploi de travailleurs qualifiés dans le domaine du nucléaire aux États-Unis.

Le SMR PRISM de GE-Hitachi, un concept de RNR-Na de 311 MWe, a été sélectionné fin 2018 comme base technologique pour le Versatile Test Reactor. Le DOE a donné le feu vert à sa construction le 1^{er} mars 2019. Celle-ci devrait débuter en 2020 et le réacteur être opérationnel en 2026. GE-Hitachi a aussi une participation importante dans la start-up Advanced Reactors Concept qui développe son ARC-100, un RNR-Na de 100 MWe similaire au PRISM mais qui serait plus axé sur la production électrique.

Finalement, les premières certifications de la NRC devraient être délivrées en 2021 à Nu Scale, Oklo et Westinghouse pour son eVinci. Les constructions des premiers exemplaires de ces trois designs devraient

19. « The development of small modular reactors: which markets for which applications ? », *La lettre de l'I-tésé*, n° 29, Automne 2016.

débuter probablement à INL en 2022/2023 et être achevés en 2025/2026. Le secteur envisage au moins cinq autres designs opérationnels en 2035.

Le think tank américain Third Way a recensé près de 50 entreprises privées impliquées dans ce renouveau du nucléaire privé en Amérique du Nord.

Les SMR font office de seule voie possible pour le secteur aux États-Unis, alors qu'un consensus s'est installé sur l'impossibilité de tout nouveau projet de réacteurs à eau légère de forte puissance dans les quinze prochaines années.

D'ailleurs, NuScale a déjà un contrat assuré pour la construction d'une centrale de 720 MWe, c'est-à-dire 12 réacteurs de 60 MWe aux États-Unis, pour un coût estimé de 4 200 USD/kWe, ce qui le rendrait bien moins cher que l'AP1000 de Vogtle (11 325 USD/kWe). Si cela est encore trop élevé pour concurrencer le gaz dans l'Ouest et le sud du pays, un NOAK coûtant 30 % de moins, performance tout à fait envisageable, ferait atteindre la barre fatidique des 3 000 USD/kWe. Avec ce coût direct en capital, les SMR deviendraient la source d'électricité la moins chère sur le marché dans les trois quarts Est des États-Unis, même avec un taux d'actualisation à 10 %²⁰. Et cela sans compter les dépenses de financement réduites.

Les efforts novateurs en matière de réglementation au Canada

Le soutien canadien aux SMR a commencé en 2016, lorsque Terrestrial Energy a proposé son *Integral Molten Salt Reactor* (IMSR), un RSF aux fluorures de 192 MWe, à la *Canadian Nuclear Safety Commission* (CNSC) pour une pré-certification.

Au-delà de sa technologie, l'IMSR est également novateur en matière de modèle économique. En effet, chaque réacteur serait chargé en combustible pour sept ans de fonctionnement avec un minimum de maintenance, avant d'être mis au repos sur place pour autant de temps, et d'être enfin réacheminé en usine pour être nettoyé et rechargé afin d'être remis en opération. Plutôt qu'une infrastructure permanente, le réacteur serait ainsi mis à disposition pour une durée déterminée, telle la location d'une batterie.

L'agence de sûreté canadienne est ainsi devenue la première au monde à étudier la sûreté d'un réacteur à sels fondus aux ambitions commerciales et le pays s'est depuis engagé fortement du point de vue réglementaire pour

20. Estimé avec le simulateur de l'Université du Texas : <http://calculators.energy.utexas.edu>.

les SMR de 4^e génération. Les *Canadian Nuclear Laboratories* (CNL), c'est-à-dire la branche recherche de la société publique de l'énergie atomique canadienne (EACL), et la CNSC se sont lancés pleinement dans l'évaluation de tels réacteurs. La construction de premiers exemplaires sur le site de Chalk River est prévue pour 2026.

Ainsi, malgré des financements publics bien moins importants qu'aux États-Unis, le volontarisme réglementaire des autorités canadiennes a permis de faire émerger trois acteurs sérieux en matière de SMR avancés : Terrestrial Energy et son IMSR de 190 MWe dans la catégorie SMR de réseau ainsi que StarCore avec son HTGR de 14 MWe et Global First Power et son MMR de 5 à 10 MWe. Les clients locaux potentiellement intéressés par des réacteurs de faible puissance sont nombreux entre l'industrie minière et les communautés isolées du pays.

La Global First Power est d'ailleurs devenue la première entreprise de SMR à postuler pour la certification de son réacteur en avril 2019, tandis que 10 autres en sont au stade de la pré-certification.

Si l'effort réglementaire canadien est certain, les financements publics en matière de R&D dans le domaine restent quasi inexistantes.

Tableau 4 : Entreprises impliquées dans les SMR les plus avancés au Canada et en Europe

Entreprise	Réacteur	Type	Puissance (MWe)	Pays d'Origine	Pays Intéressés
Terrestrial Energy	Integral MSR	RSF-F Liquide	190	Canada	Canada, États-Unis
Starcore	Starcore	RHT	10 à 20	Canada	Canada
Global First Power, USNC	USNC MMR	RHT	5	Canada, États-Unis	Canada, États-Unis
Moltex Energy	SSR	RSF-F Solide	150	Royaume-Uni	Royaume-Uni, Canada
Rolls-Royce	Rolls-Royce SMR	REP	220	Royaume-Uni	Royaume-Uni, Jordanie
Urenco	U-Battery	Micro RHT	4	Royaume-Uni	Royaume-Uni, Canada
LeadCold	Sealer	Micro RNR-Pb	3 à 10	Suède	États-Unis, Canada

Source : WNA, Canada Nuclear Safety Commission

Le potentiel britannique

Fin 2015, le Royaume-Uni a lancé la première étape de son programme de revitalisation de son industrie nucléaire par le développement de SMR en lançant une grande compétition de designs pour cerner lesquels seraient

les plus adaptés pour le pays. Au-delà des considérations économiques pour la génération d'électricité, l'administration britannique a mis l'accent sur la valorisation de ses surplus de plutonium à travers l'utilisation de Mélange d'Oxydes (MOX), un mélange d'uranium et de plutonium comme combustible.

Cette compétition a débouché en 2018 sur le projet *Advanced Modular Reactor (AMR) Feasibility and Development (F&D)*, qui consistera en 44 millions de dollars de subventions inégalement allouées à sept entreprises développant des SMR de 4^e génération, ainsi qu'une start-up impliquée dans la fusion nucléaire.

Bien que la plupart des designs ayant reçu une partie de ce financement soient d'origine étrangère, tel que l'ARC-100 américain, le HTR-PM chinois, une partie de celui-ci est redirigé vers des entreprises locales, notamment Moltex Energy et son Stable Salt Reactor (SSR), un RSF à refroidissement indirect de 150 MWe, et Urenco avec son microréacteur à haute température de 4 MWe, le U-Battery.

Cependant, les premiers petits réacteurs modulaires installés au Royaume-Uni devraient être des REP plus classiques. Deux entreprises font office de favoris pour y construire leurs designs, NuScale encore une fois, mais également Rolls-Royce qui serait dans les phases préliminaires de développement d'un réacteur de 220 MWe.

Si le pays paraît attractif pour les SMR, c'est par son ambitieux programme nucléaire qui appelle à une revitalisation des chaînes d'approvisionnement locales ainsi que la construction d'une nouvelle capacité nucléaire de 16 GW entre 2015 et 2035. En 2019, seuls deux EPR d'une capacité totale de 3,8 GW sont en construction à Hinkley Point C, et si des discussions portent toujours pour deux autres EPR (3,8 GW) ainsi que pour deux *Hualong One* (2,2 GW), l'ensemble des autres projets de réacteurs de forte puissance proposés par les entreprises américano-japonaises Westinghouse-Toshiba et GE-Hitachi ne verront pas le jour. Cela laisse une véritable place pour le développement de SMR, malgré les contraintes liées à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne et donc d'Euratom qui empêchent pour le moment de réelles décisions d'investissement, alors que les acteurs demandent une plus grande implication du gouvernement, notamment en matière de financement public qui reste pour le moment très limité.

Dans le reste de l'Europe, seule la Scandinavie abrite quelques start-up lancées dans le design de petits réacteurs de 4^e génération, dont la plus mature est la suédoise LeadCold, qui développe son SEALER, un RNR-Pb de moins de 10 MWe.

Des perspectives mondiales

Quelques autres nations s'intéressent aux SMR, notamment la Corée du Sud, l'Inde, la Pologne et l'Argentine.

- KEPCO a commencé à dériver de son APR-1400 une version réduite, le SMART, de 330 MWt ou 100 MWe. Si les perspectives d'utilisation domestique paraissent réduites notamment dû à la politique anti-nucléaire du gouvernement en place, l'entreprise sud-coréenne vise un éventuel marché à l'export. Forte de son influence sur la péninsule arabique grâce à la construction de quatre APR-1400 aux Émirats arabes unis, la compagnie souhaite proposer son SMR aux pays de la région, notamment pour la production d'eau douce par dessalement. L'Arabie saoudite a déjà fait savoir qu'elle était intéressée dans le cadre de ses importantes ambitions nucléaires pour les deux prochaines décennies. Cependant, KEPCO concentre la majorité de ses efforts dans la promotion de son réacteur de forte puissance, l'APR-1400.
- La Jordanie souhaiterait également construire deux centrales de SMR sur son territoire pour la production d'électricité et d'eau. Elle évalue pour le moment les propositions de NuScale, Rolls-Royce et X-Energy.
- L'Inde, spécialiste des réacteurs à eau lourde, ne souhaite pas installer pour le moment de réacteurs de faible puissance sur son territoire. La NPCIL propose cependant à l'export une version 220 MWe de son PHWR, bien que celui-ci ne puisse être véritablement considéré comme modulaire.
- L'Argentine a débuté en 2014 la construction de son premier réacteur indigène à eau pressurisée de 25 MWe, le CAREM25, qui devrait être opérationnel en 2021. C'est un prototype pour un SMR de série de 100 MWe à 200 MWe pouvant être utilisé pour générer de l'électricité, le dessalement ou encore comme réacteur de recherche. Le gouvernement souhaite le proposer à l'export, notamment au Moyen-Orient ou pour des installations minières en Amérique du Sud. Le CAREM pourrait être également lié au développement d'un réacteur naval pour équiper de futurs sous-marins nucléaires argentins.

De plus, plusieurs pays européens ont récemment montré leur intérêt pour les SMR.

- Tout d'abord, la Finlande, qui s'est lancée dans un vaste programme nucléaire, a annoncé en février 2019 étudier la possibilité d'héberger des SMR plutôt que de bâtir des réacteurs de forte puissance.
- La Pologne étudie la possibilité de construire de petits réacteurs à gaz

haute température pour des usages industriels, notamment dans le but de réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Le pays possède treize grandes usines chimiques nécessitant 6 500 MWt de chaleur à des températures comprises entre 400 °C et 550 °C. Il y aurait ainsi un véritable potentiel de plusieurs dizaines d'unités. Le gouvernement polonais discute actuellement de la construction d'un premier réacteur lié à une de ces usines avant d'analyser la faisabilité technique et économique d'une telle utilisation.

- En mars 2019, le gouvernement ukrainien a déclaré être en discussion avec les autorités canadiennes pour coordonner l'évaluation réglementaire du SMR 160 de Holtec afin de pouvoir éventuellement en construire sur son territoire dès les années 2020. Le même mois, la Roumanie a annoncé faire de même avec NuScale et le DOE américain, tandis que l'Estonie serait en discussion avec l'entreprise britannique Moltex²¹.

Enfin, l'évaluation des risques de prolifération liés au concept de SMR est encore à ses balbutiements²². D'une manière générale, les premiers exemplaires ne seront pas installés dans des pays à risque (États-Unis, Canada, Royaume-Uni, Russie, Chine) et les ingénieurs cherchent à minimiser ce risque par des éléments de design. Les réacteurs avancés possèdent d'ailleurs des qualités intrinsèques dans le domaine. Les concepts sous forme de « batterie » sembleraient être plus résistants à la prolifération en leur qualité de « boîte noire ».

Cependant, il est certain que l'AIEA, en charge de ces questions, devra développer une réflexion sur le sujet dans les prochaines années afin d'établir de nouvelles pratiques de contrôle liées à une adoption plus globale des SMR.

Tableau 5 : Autres petits réacteurs modulaires en développement avancé

Entreprise	Réacteur	Type	Puissance (MWe)	Pays d'Origine
KEPCO	SMART	REP	100	Corée du Sud
NPCIL	PHWR-220	PHWR	220	Inde
CNEA	CAREM-25	REP	25	Argentine

Source : WNA

21. Informations relayées par World Nuclear News au cours du mois de mars 2019.

22. Information disponible sur : www.ncbi.nlm.nih.gov.

Conclusion

Les petits réacteurs modulaires seront des compétiteurs sérieux dans le domaine électronucléaire si l'efficacité économique d'une production modulaire en usine, ainsi que d'une sûreté et d'un financement facilités, permettent de compenser le rapport d'échelle favorisant les réacteurs de forte puissance. Leur rôle sur ce secteur dépendra également de leur compétitivité face aux énergies fossiles, comme pour le nucléaire actuel. L'instauration de taxes carbone favorisera évidemment l'ensemble de la filière. Le premier test pour un tel usage sera probablement la construction d'une centrale de douze réacteurs NuScale pour une puissance totale de 720 MWe, dont les deux premiers modules entreraient en opération en 2026 aux États-Unis.

Les SMR pourraient cependant avoir de nombreuses autres applications comme l'approvisionnement en énergie d'installations isolées ou de chaleur pour l'industrie, et d'une façon générale pourrait concurrencer l'utilisation des énergies fossiles dans la plupart de leurs usages hors transport, permettant de décarboner en profondeur l'économie. Le développement des SMR participe donc au gain en maturité de l'utilisation de l'énergie nucléaire qui ne serait plus cantonnée à la production d'électricité pour des réseaux de grande taille.

Les récents déboires des acteurs historiques occidentaux ont attiré l'attention sur le concept de réacteurs intégrés de plus faible puissance et de nombreux designs ont émergé en Amérique du Nord, avec le soutien croissant des gouvernements. C'est tout un écosystème d'entreprises privées qui aspire à un futur « à la Space X ».

Cependant, contrairement aux lanceurs spatiaux, la plupart des acteurs en tête du marché mondial des réacteurs nucléaires civils restent à la pointe de l'innovation dans le domaine et seront difficiles à concurrencer tant sur les usages classiques que sur les marchés propres aux SMR. Ainsi Rosatom bénéficie d'un carnet de commandes bien fourni à l'export et développe son expertise en réacteurs de faible puissance avec ses barges nucléaires, tandis que les industriels chinois profitent d'un marché intérieur extrêmement dynamique et ont pris le leadership mondial pour les réacteurs à haute température, nécessaires pour les utilisations industrielles.

Les États-Unis ont donc entrepris dans les dernières années une grande rénovation de leur législation ainsi que de leurs processus de certification, et attribuent de plus en plus de moyens aux acteurs privés du secteur afin d'aller concurrencer la Russie et la Chine.

Deux voies s'offrent à la France en matière de SMR pour le court à moyen terme :

- La première serait d'accélérer le développement du concept F-SMR, dont la phase de pré-Avant Projet Sommaire (pré-APS) devrait se terminer à la mi-2019²³. Ce design est porté par le consortium SMR France, constitué par EDF, le CEA, Technicatome et Naval Group, et qui pourrait être ouvert à des partenaires étrangers, probablement britanniques (Rolls-Royce), américains, chinois (CGN) ou japonais (Mitsubishi).
- La seconde serait de prendre part à une entreprise américaine avec un design de SMR à eau pressurisé avancé, donc probablement Holtec ou NuScale, ces derniers pouvant être intéressés par une éventuelle synergie entre leurs ingénieries et la force de frappe d'EDF.

Quelle que soit la solution choisie, elle devrait être mise en place très rapidement au risque d'être dépassée par la concurrence.

De plus, suite à la publication de la Planification Pluriannuelle de l'Énergie de 2018, le gouvernement français ne considère plus le développement de la 4^e génération nucléaire comme nécessaire avant 2040, ce qui s'est traduit par le quasi-abandon du projet de prototype au sodium Astrid. Face à l'accélération des dynamiques américaines et chinoises dans les réacteurs avancés, notamment sous forme de SMR, la France devra revoir sa position si elle veut rester à la pointe de l'innovation dans le domaine et réduire le risque de ne plus proposer de produit pertinent.

La recherche dans le pays aurait sans doute à gagner dans le développement d'une plus grande diversité de concepts au-delà de la filière sodium. Et peut-être, à ouvrir la porte à un écosystème privé dans le domaine de l'ingénierie nucléaire et des SMR, à l'image de ce qui se fait aux États-Unis ?

De plus, une coopération plus poussée en matière de certification entre la France, le Royaume-Uni, les États-Unis et le Canada, voire à l'échelle de l'OCDE à travers l'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN) pourrait être un véritable accélérateur pour l'industrie nucléaire

23. « Small Modular Reactor (SMR) », Technic Atome, disponible sur : www.technicatome.com.

occidentale afin de pouvoir concurrencer la Russie et la Chine. La baisse des coûts des SMR sera en effet conditionnée à des volumes de production importants pour permettre d'enregistrer les économies d'échelle. Cela va demander de ne pas multiplier outre mesure les différents types de modèles et donc un important effort de standardisation et de normalisation internationales.

Enfin, les puissances nucléaires et l'AIEA vont devoir évaluer l'impact potentiel de l'exportation de tels réacteurs dans les pays en voie de développement, qui reste actuellement une question ouverte. Quoi qu'il en soit, malgré le fait que la compétitivité des petits réacteurs modulaires dans leurs nombreux usages reste encore quantitativement mal étudiée, les premiers exemplaires devraient voir le jour dans la prochaine décennie et apporter une réponse plus concrète à ces questionnements.

Si leur efficacité venait à être avérée, notamment grâce aux économies d'échelle de la production de masse déjà observées dans d'autres industries lourdes, la décennie 2030-2040 pourrait être celle d'un engouement généralisé pour l'énergie nucléaire, permettant de décarboner efficacement les économies, aux côtés des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

