



LE RENOUVEAU DU SECTEUR NUCLÉAIRE AUX ÉTATS-UNIS

*De Make America Great Again
à l'Energy Dominance*

Charles MERLIN

Septembre 2020

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

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

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

ISBN : 979-10-373-0230-4

© Tous droits réservés, Ifri, 2020

© Couverture : Tishomir/Shutterstock.com

Comment citer cette publication :

Charles Merlin, « Le renouveau du secteur nucléaire aux États-Unis. De *Make America Great Again* à *l'Energy Dominance* », *Études de l'Ifri*, Ifri, septembre 2020.

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 officie comme adjoint au conseiller nucléaire de l'Ambassade de France à Washington depuis avril 2019.

Résumé

Face au déclin de l'industrie nucléaire américaine au cours de la dernière décennie, l'administration Trump s'est lancée dans de grands programmes de soutien afin de revitaliser la filière. Ces programmes bénéficient généralement d'un soutien bipartisan : il s'agit de stopper le retard technologique sur les rivaux chinois et russes, et de créer de nouvelles bases économiques et technologiques dans un objectif de leadership global.

Appuyés dans certains États par la reconnaissance du rôle du nucléaire dans la lutte contre le réchauffement climatique, ainsi que par un assouplissement des réglementations, les exploitants américains ont pu pérenniser l'activité de réacteurs en difficulté après la fermeture de plusieurs tranches non compétitives ou situées dans des régions opposées à l'énergie nucléaire. De gros efforts pour diminuer les charges d'exploitation, tout en améliorant la sûreté, sont réalisés, notamment en matière d'innovation sur les combustibles ou dans la maintenance prédictive, avec le soutien des autorités fédérales. Ils ont déjà permis une baisse de 25 % du coût du mégawattheure (MWh) du nucléaire historique aux États-Unis, qui s'établit désormais autour de 30 dollars (\$)/MWh.

De plus, les exploitants, accompagnés du Department of Energy (DOE), commencent également à envisager la production de dihydrogène avec la chaleur et l'électricité provenant de leurs réacteurs afin de diversifier leurs sources de revenus.

Le chantier des AP1000 de Vogtle voit enfin sa conclusion prochaine, et a permis de redévelopper les compétences nécessaires à la renaissance qui s'annonce. Elle s'appuiera principalement sur des développements à l'export et une mobilisation de tous les moyens pour contrer les industries rivales, notamment chinoises : l'administration américaine redouble d'agressivité contre l'influence de la Chine, ce qui pourrait ne pas être sans conséquences pour les industriels français.

Le changement de paradigme vers les Small Modular Reactors (SMR) et les réacteurs avancés, poussé à la fois par les anciennes *majors* du secteur mais aussi par un écosystème récent de start-ups, est irrémédiablement enclenché, et les projets commencent à fleurir avec le soutien du DOE et l'accueil favorable de la Nuclear Regulatory Commission (NRC), l'autorité de sûreté américaine. Cette dynamique a pris une

dimension continentale grâce aux rapprochements en cours avec les acteurs canadiens, notamment autour d'une standardisation commune. Bien que l'AP1000 puisse encore être exporté dans des pays partenaires où les États-Unis peuvent peser diplomatiquement, les développeurs de SMR sont mis en avant par l'administration afin de conquérir des parts de marché. Une stratégie particulièrement active se déploie en Europe centrale et de l'Est, afin de repousser autant que possible les acteurs russes ou chinois.

Néanmoins les opportunités de coopération entre les acteurs français et américains sont nombreuses dans le domaine nucléaire, que ce soit pour la construction d'infrastructures de recherche comme le Versatile Test Reactor, ou encore le développement et la commercialisation conjointe de nouveaux concepts, notamment le SMR Nuward.

Sommaire

INTRODUCTION	9
PRÉSERVER LES ATOUTS EXISTANTS	11
Un amont du cycle à reconstruire	11
Un parc de réacteurs stabilisé	16
Nouvelles constructions : l'échec d'une renaissance.....	22
PRÉPARER L'AVENIR PAR LA DOMINATION TECHNOLOGIQUE.....	25
Des SMR dès la décennie 2020.....	26
Les réacteurs avancés.....	29
Advanced Reactors Development Program (ARDP)	32
Les Micro and Modular Reactors.....	33
RECONQUÉRIR LE MARCHÉ MONDIAL	37
Des perspectives pour l'AP1000 à court terme.....	38
Regagner en compétitivité.....	42
Combattre l'influence russe en Europe.....	44
Contenir la Chine	46
CONCLUSION	49

Introduction

La mutation du secteur nucléaire américain, déjà initiée sous Barack Obama, s'accélère depuis l'investiture de Donald Trump comme président des États-Unis en 2017.

La revitalisation du secteur énergétique, devenue une priorité de l'administration actuelle, impliquait de créer un cadre adéquat pour une industrie nucléaire en mauvaise posture avec les difficultés rencontrées sur les chantiers des AP1000 et un parc ébranlé par une vague de fermetures depuis 2013.

La prise de conscience écologique des élus démocrates a permis d'obtenir un consensus bipartisan sur le soutien à l'énergie nucléaire et de faire passer ainsi plusieurs réformes critiques pour le secteur au Congrès afin de permettre une renaissance attendue depuis le tournant du millénaire. Signe de cette priorité : le budget du DOE pour l'énergie nucléaire est ainsi passé de 986 millions de dollars (M\$) en 2016 à 1 493 M\$ en 2020.

Le nucléaire est probablement le seul secteur technologique et économique où l'Amérique s'avère être aussi distancée par rapport à ses deux grands rivaux que sont la Russie et la Chine. Le contexte actuel d'opposition frontale avec la Chine a depuis transformé une préoccupation économique en urgence stratégique pour les élites du pays qui s'inquiètent de la capacité du tissu industriel privé américain à affronter des entreprises d'État tentaculaires qui accumulent les succès domestiques et internationaux.

Les États-Unis multiplient ainsi depuis quatre ans les initiatives afin de faire renaître une industrie nucléaire nationale capable de redevenir un acteur majeur au niveau mondial, afin d'éviter le déclassement et de contribuer au maintien d'une hégémonie américaine qui n'a jamais été aussi contestée depuis l'effondrement de l'URSS.

Cette étude s'attachera à présenter les dynamiques à l'œuvre et les politiques mises en place dans le secteur nucléaire américain pour réaliser ces objectifs. Elle tentera également d'en tirer quelques orientations pour la filière française, qui doit aussi pérenniser sa position. L'étude se concentrant sur les éléments de la chaîne de valeur à forte dimension géoéconomique, l'enjeu des déchets a été laissé de côté.

Préserver les atouts existants

Un amont du cycle à reconstruire

L'amont du cycle nucléaire recouvre l'ensemble des activités nécessaires à la fabrication du combustible : extraction de l'uranium, conversion et enrichissement.

Si les mines sont réparties dans de nombreux pays, les deux autres activités sont concentrées dans une poignée de nations à cause de leur lien fondamental avec l'accès à l'arme atomique.

Le rapport *Restoring America's Competitive Nuclear Advantage* (RACNA)¹, publié le 23 avril 2020 par le Nuclear Fuel Working Group (NFWG) développe les futurs objectifs des États-Unis en matière d'amont du cycle, et illustre le renouveau d'une vision géostratégique du secteur sous la forme d'une compétition fondamentale contre la Russie et la Chine, clairement identifiés comme des acteurs « déloyaux » qu'il faut combattre.

L'extraction d'uranium

Le secteur de l'extraction d'uranium en souffrance depuis des décennies aux États-Unis a atteint le niveau le plus bas de son histoire en 2019 avec seulement 79 tonnes d'octaoxyde de triuranium (U_3O_8) produites sur les cinq derniers sites en activité, en baisse de 88 % par rapport à 2018². La production n'a cessé de s'effondrer depuis le record de 19 811 tonnes d' U_3O_8 de 1980, alors que 250 mines étaient en service sur le territoire américain³. Début 2020, les activités minières étaient techniquement toutes à l'arrêt.

1. *Restoring America's Competitive Nuclear Energy Advantage: A Strategy to Assure U.S. National Security*, US Department of Energy, 2020, disponible sur : www.energy.gov.

2. *Domestic Uranium Production Report – Quarterly*, US Energy Information Administration, 12 août 2020, disponible sur : www.eia.gov.

3. « US Nuclear Fuel Cycle », World Nuclear Association, juin 2020, disponible sur : www.world-nuclear.org.

Face à cette situation, le président Trump a annoncé en février 2020 que son administration allait demander au Congrès l'allocation de 150 M\$ par an pendant dix ans à partir de 2021⁴ afin d'établir une réserve stratégique d'uranium domestique pour soutenir les entreprises américaines de ce secteur sinistré. Son objectif officiel serait d'assurer une source d'approvisionnement en cas d'emballement du marché, mais le but réel et avoué est de permettre de maintenir en exploitation au moins deux mines sur le territoire américain. L'administration américaine souhaite ainsi un retour à une production domestique sur la prochaine décennie d'au moins 770 à 860 tonnes d'U₃O₈ par an dès 2020, achetées directement par le DOE.

Cette proposition était par ailleurs la première issue du NFWG de la Maison-Blanche, mis en place en juillet 2019 par le président afin de résoudre les problèmes de l'amont du cycle dans le pays⁵.

Le choix d'une subvention publique déguisée s'est avéré être l'option la plus appropriée afin de revitaliser une filière qui employait certes moins de 400 personnes en 2018⁶ mais apparaît comme stratégique pour l'administration en place. En effet, les électriciens commençaient déjà à organiser une potentielle levée de boucliers en cas de mise en place de quotas nationaux qui auraient fait augmenter mécaniquement leurs coûts d'exploitation, alors que certaines installations subissent elles aussi des difficultés économiques. D'autant plus qu'il fallait pour le gouvernement ménager le Canada, qui fournit 25 % des besoins américains, et avec qui les États-Unis ont lancé un *Joint Action Plan on Critical Minerals Collaboration* en janvier 2020 ayant pour objectif de mettre en place des chaînes d'approvisionnement résilientes en cas de crise pour 13 des 35 ressources minérales identifiées comme critiques par le gouvernement, uranium compris⁷.

Enfin, le passage à des méthodes d'extraction basées sur des solutions acides plutôt que basiques se développe afin de diminuer les coûts de production et pourrait permettre aux mines américaines d'être compétitives sur le marché mondial d'ici quelques années. Le NFWG a appelé à la mise en place de mesures pour faciliter l'achat de terres pour les

4. « President Trump Requests US\$1.5 Billion Over 10 Years to Establish United States Uranium Reserve », AP News, 12 février 2020, disponible sur : <https://apnews.com>.

5. *Memorandum on the Effect of Uranium Imports on the National Security and Establishment of the United States*, Nuclear Fuel Working Group, The White House, 12 juillet 2019, disponible sur : www.whitehouse.gov.

6. *Domestic Uranium Production Report – Annual*, US Energy Information Administration, 18 mai 2020, disponible sur www.eia.gov.

7. « Canada and U.S. Finalize Joint Action Plan on Critical Minerals Collaboration », Communiqué de presse, Gouvernement du Canada, 9 janvier 2020, disponible sur : www.canada.ca.

groupes miniers, ainsi qu'à une réforme des processus de certification des nouvelles technologies minières et d'autorisation d'exploitation de nouveaux sites. Son rapport RACNA préconise aussi que le DOE mette fin aux paiements en uranium de ses sous-traitants, une pratique courante ces dernières années qui aurait provoqué des effondrements des cours aux États-Unis et jouant donc un rôle néfaste pour la stabilité de l'amont du cycle.

La conversion

La conversion consiste à transformer le *yellowcake* (U_3O_8) en hexafluorure d'uranium (UF_6), une forme adaptée à l'enrichissement et à la fabrication de combustible (UO_2).

L'unique site de conversion des États-Unis, l'usine ConverDyn construite en 1958, est à l'arrêt depuis 2017 à cause des surcapacités mondiales sur les différentes filières de l'amont du cycle. Malgré quelques incidents mineurs ces dernières années, le site a reçu en mars 2020 l'autorisation de fonctionner jusqu'en 2060 par la NRC⁸, le gouvernement américain préservant ainsi un maillon stratégique du secteur nucléaire.

La mise en place de la réserve stratégique permettrait de justifier un redémarrage de cette installation avant 2022 selon le NFWG.

L'enrichissement : volet militaire

L'enrichissement est devenu un sujet de débats aux États-Unis ces derniers mois, en raison de considérations de défense, mais aussi civiles.

Actuellement, l'unique usine en fonctionnement est celle d'Eunice, possédée et exploitée par le groupe européen Urenco. Cette situation s'avère problématique à terme pour la propulsion nucléaire et les projets militaires américains, qui ne peuvent être approvisionnés par un acteur contrôlé par une puissance étrangère.

En effet, si la National Nuclear Security Administration (NNSA, la branche semi-autonome du DOE en charge des infrastructures liées à l'arme nucléaire et des problématiques de non-prolifération) avait bien suffisamment d'uranium enrichi en stock pour les vingt prochaines années, celui-ci pourrait venir à manquer pour approvisionner les navires et sous-

8. « NRC Renews Operating Licence for Honeywell Uranium Conversion Plant », Nuclear Engineering International, 27 mars 2020, disponible sur : www.neimagazine.com.

marins à propulsion nucléaire ainsi que les réacteurs de Tennessee Valley Authority (TVA) dédiés à la production de tritium pour les bombes H⁹.

Dans ces circonstances, plusieurs solutions s'offrent au gouvernement.

La première, défendue par plusieurs élus de la Chambre des Représentants et du Sénat ayant proposé des textes de lois en ce sens qui devront être examinés au cours de l'année 2020, serait d'autoriser le DOE et la Navy à s'approvisionner en uranium enrichi chez des acteurs étrangers, notamment le Royaume-Uni ou Urenco. Cependant, le DOE explique depuis plusieurs années que les traités sur la non-prolifération l'empêchent de se fournir en uranium de qualité militaire chez un acteur non américain. En empruntant cette voie, l'administration pourrait rencontrer l'opposition d'une partie de la communauté internationale, et offrir une justification à certaines grandes puissances souhaitant se retirer d'autres accords bilatéraux ou multilatéraux.

La seconde voie possible est de construire une usine domestique sous contrôle de Centrus, l'entreprise américaine issue de la faillite en 2014 de l'United States Enrichment Corporation (USEC), qui exploitait une installation d'enrichissement par diffusion gazeuse (méthode aujourd'hui obsolète) à Paducah dans le Kansas jusqu'en 2013. Le défi réside ici dans la maîtrise de la technologie sensible que sont les centrifugeuses, pour laquelle les Américains ont un retard important sur les Russes et les Européens, qui utilisent la centrifugation depuis les années 1970, ainsi que dans une moindre mesure sur la Chine.

C'est dans ce cadre que Centrus développe son dernier modèle, l'AC-100M, et vient de recevoir 115 M\$ du DOE en mai 2019 pour tester 16 de ses centrifugeuses pour produire du High-Assay Low-Enrichment Uranium (HALEU, c'est-à-dire enrichi entre 5 % et 20 %). Ce programme permettra d'évaluer si les machines de Centrus sont suffisamment efficaces pour justifier la construction d'une véritable usine à Piketon dans l'Ohio, dont le coût est aujourd'hui estimé entre 3,1 et 11,3 milliards de dollars (G\$) en fonction de la capacité visée.

Enfin, une dernière option réside dans un rachat de l'usine d'enrichissement d'Urenco située à Eunice au Nouveau-Mexique. En effet, le site dispose d'une capacité de 4 700 MUTS/an, qui satisferait amplement les besoins américains en uranium hautement enrichi. De plus, Urenco a récemment alerté sur la pérennité des activités du site dû à un contexte économique difficile, ce qui pourrait favoriser une telle vente. Néanmoins, la technologie de centrifugeuses utilisée étant hautement sensible et

9. Répertoire comme un challenge dans le rapport de la NNSA « Stockpile Stewardship and Management Plan » (SSMP) de 2020, disponible sur : www.energy.gov.

détenue conjointement par Urenco et Orano, il apparaît nécessaire de convaincre à la fois le groupe européen et l'entreprise française ainsi que les quatre gouvernements (Royaume-Uni, Pays-Bas, Allemagne et France) concernés d'accepter un transfert technologique stratégique, ce qui sera particulièrement difficile.

Volet civil

L'usine d'Eunice a vu son activité préservée jusqu'à présent grâce à la mise en place d'un quota d'importation d'uranium enrichi russe à 20 % maximum des besoins du parc américain par le *Russian Suspension Agreement* (RSA) de 1992, qui s'est vu renforcé en 2008. La Russie est accusée depuis plus d'une décennie par les États-Unis de *dumping* sur ce marché, mais l'interdiction totale des importations n'a jamais été envisagée afin d'éviter de ne pas pénaliser la compétitivité des réacteurs nucléaires du pays. Cependant, afin de revitaliser l'amont du cycle, un abaissement du quota est en cours d'évaluation par le NFWG, qui recommande de plus dans son dernier rapport la mise en place d'une capacité d'enrichissement « pleinement domestique » dès 2023.

De façon similaire, le NFWG préconise de permettre à la NRC d'instaurer des quotas voire des interdictions d'importation si d'aventure la Russie ou la Chine venaient à produire des assemblages combustibles adaptés aux réacteurs américains afin de préserver d'une éventuelle concurrence déloyale les acteurs nationaux que sont Westinghouse, Global Nuclear Fuel (GNF, filiale de GE-Hitachi Nuclear Energy – GEH) et Framatome Inc.

De plus, la plupart des modèles de réacteurs avancés dits de « quatrième génération » auront besoin de combustible enrichi jusqu'à 20 %, plutôt que de combustible classique au taux d'enrichissement inférieur à 5 %. Un approvisionnement en High Assay Low Enrichment Uranium (HALEU) est d'ores et déjà nécessaire pour les concepts les plus matures, afin de réaliser les expériences pour valider les modèles de fonctionnement et pour alimenter des prototypes qui verront le jour dans les prochaines années.

Étant donné que le domaine civil n'a pas les mêmes restrictions légales de provenance que les réacteurs militaires, Urenco commence à développer des processus optimisés pour atteindre progressivement ce niveau d'enrichissement avec son usine d'Eunice, et s'est d'ailleurs émue du récent contrat susmentionné entre le DOE et Centrus, que l'entreprise a dénoncé comme étant du favoritisme déguisé allant à l'encontre des règles d'équité. Urenco a d'ailleurs récemment reçu l'autorisation de la NRC pour pouvoir

enrichir de l'uranium jusqu'à 5,5 % plutôt que 5 % à partir de 2021. La Commission a par ailleurs fait savoir qu'elle était même prête à évaluer une future extension à 8 % afin de permettre la fabrication d'Accident Tolerant Fuels (ATF) qui devraient être commercialisés d'ici 2023.

Les faibles besoins actuels en HALEU sont pour le moment satisfaits en réutilisant du combustible hautement enrichi d'anciens réacteurs expérimentaux du DOE ainsi que par la dilution des stocks d'uranium de qualité militaire. Cette deuxième voie devrait être de moins en moins exploitée alors qu'une éventuelle pénurie pour les navires de la Navy et les activités de la NNSA commence à inquiéter le Congrès et l'administration.

Un parc de réacteurs stabilisé

La fin d'une hémorragie

Le parc nucléaire américain semble être momentanément stabilisé : les menaces sur la pérennité de plusieurs centrales ont été écartées par la mise en place de politiques locales préservant l'activité.

En effet, à cause d'un contexte économique et politique difficile lié à l'émergence des énergies renouvelables intermittentes subventionnées et du gaz de schiste, neuf réacteurs ont cessé définitivement leurs opérations depuis 2013, et il est prévu que quatre autres s'arrêtent d'ici 2025, majoritairement en Californie et en Nouvelle-Angleterre.

Tableau 1 : Réacteurs arrêtés avant 2025

Réacteur	Capacité (MW)	Type	Opérateur	Date de fermeture
Kewaunee	566	PWR	Dominion	2013
San Onofre 2 & 3	2 200	PWR	SCE	2013
Crystal River 3	860	PWR	Duke	2013
Vermont Yankee	620	BWR	Exelon	2014
Fort Calhoun	478	PWR	Exelon/OPPD	2016
Oyster Creek	610	BWR	Exelon	2018
Pilgrim	678	BWR	Entergy	2019
TMI 1	819	PWR	Exelon	2019
Duane Arnold	601	BWR	DAEC	Août 2020
Indian Point 2 & 3	2 320	PWR	Entergy	Avril 2020/ Avril 2021
Palisades	789	PWR	Entergy	2022
Diablo Canyon 1 & 2	2 240	PWR	PG&E	2024/2025

Source : US Energy Information Administration, Preliminary Monthly Electric Generator Report.

Néanmoins, cette vague qui a déjà entraîné la perte de 8 GW de capacité pilotable décarbonée devrait être contenue. Plusieurs États ayant des centrales menacées ont mis en place des aides financières pour celles-ci, soit sous la forme de subventions directes, soit en leur appliquant les mêmes programmes d'exemptions de taxes que pour les sources renouvelables, appelés Zero Emission Credits (ZEC)¹⁰.

Tableau 2 : Centrales bénéficiant de subventions de type ZEC

État	Centrale	Capacité (MW)	Nombre de réacteurs	Opérateur	Début	Fin prévisionnelle
New York	FitzPatrick	813	1	Exelon	2017	2029
New York	Nine Mile Point	2 019	2	Exelon	2017	2029
New York	Ginna	580	1	Exelon	2017	2029
Illinois	Clinton	1 062	1	Exelon	2017	2027
Illinois	Quad Cities	1 819	2	Exelon	2017	2027
Connecticut	Millstone	2 098	2	Dominion	2019	2029
New Jersey	Hope Creek	1 172	1	PSEG	2019	2025
New Jersey	Salem	2 327	2	PSEG	2019	2025
Ohio	Davis Besse	894	1	Energy Harbor	2021	2026
Ohio	Perry	1 256	1	Energy Harbor	2021	2026

Source : « Five States Have Implemented Programs to Assist Nuclear Power Plants », U.S. Energy Information Administration, 7 octobre 2019, disponible sur : www.eia.gov.

La centrale de Beaver Valley était jusqu'à récemment la dernière dont le sort était incertain, jusqu'à ce que le gouverneur de Pennsylvanie décide de rejoindre un marché du carbone régional, poussant ainsi l'exploitant Energy Harbor à revenir sur son annonce de fermeture pour 2021¹¹.

Depuis Exelon a annoncé une fermeture précoce pour 2021 de deux centrales dans l'Illinois, Byron et Dresden, afin de forcer le gouvernement local, qui ne peut se permettre une telle perte de capacité, à attribuer des ZEC pour ces sites¹². Le Congrès pourrait même voter prochainement un système d'aides fédérales aux réacteurs en difficulté, préservant ainsi la flotte dans son ensemble¹³.

10. Plus de détails sur ces mécanismes ici : www.eia.gov.

11. J. Beahm, « Beaver Valley Nuclear Plant to Stay Open », *Pittsburg Business Times*, 13 mars 2020, disponible sur : www.bizjournals.com.

12. « Exelon Announces Early Shutdown of Four Illinois Reactors », *World Nuclear News*, 27 août 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

13 Proposition présentée au Sénat dans l'*American Nuclear Infrastructure Act* (ANIA) de 2020.

Enfin, les récents déboires du réseau électrique californien ont relancé le débat sur la fermeture politique anticipée de Diablo Canyon. En effet, face à d'importantes vagues de chaleur et une demande record, le gestionnaire de réseau a dû multiplier les délestages par manque de capacité pilotable, illustrant ainsi l'importance critique que la centrale aura à l'avenir¹⁴.

Ainsi, sur les 94 réacteurs (96 GW) actuellement en opération aux États-Unis, il est possible que seuls deux seulement soient amenés à fermer d'ici 2025.

Des performances records

Le parc a multiplié ces dernières années les performances records malgré la diminution du nombre de réacteurs. L'allongement des cycles de production, aujourd'hui de 18 ou 24 mois, la maintenance prédictive, les augmentations de puissance¹⁵, la diminution des temps de rechargement en combustible et du nombre d'arrêts non planifiés ont permis d'atteindre un facteur de capacité historique de 93,5 % sur le parc en 2019¹⁶.

Grâce à cette utilisation optimisée des réacteurs, la flotte américaine a atteint la production record de 809,4 TWh, fournissant ainsi 20 % de l'électricité consommée aux États-Unis.

Le tableau ci-dessous présente quelques indicateurs matérialisant les bonnes performances des réacteurs aux États-Unis.

Tableau 3 : Indicateurs de performance du parc américain

Coût de production	30 \$/MWh
Facteur de Disponibilité	93 %
Durée des cycles de production	18 ou 24 mois
Durée moyenne des arrêts pour rechargement	32 jours
Durée actuelle des licences d'exploitation des réacteurs	80 ans

Sources : DOE, NRC.

14. J. Hopf, « The Case to Keep Open the Diablo Canyon Nuclear Plant », San Francisco Chronicle, 5 septembre 2020, disponible sur : www.sfchronicle.com.

15. Liste des nombreux réacteurs concernés disponible sur : www.nrc.gov.

16. L'EIA sur l'évolution des performances de la flotte : « U.S. Nuclear Outages Remained Low in Summer and Moderate in September », 4 octobre 2019, disponible sur : www.eia.gov.

Associées à la fermeture des réacteurs les moins rentables, ces performances ont fait ainsi passer le coût moyen de production du nucléaire américain de 42 \$/MWh en 2012 à 30 \$/MWh en 2019¹⁷, ce qui rend le nucléaire historique aujourd'hui particulièrement compétitif.

Un parc pérennisé

Alors que la quasi-totalité des réacteurs qui fonctionneront normalement après 2025 ont obtenu la certification de la NRC pour être exploités jusqu'à 60 ans de fonctionnement, le processus d'extension à 80 ans est lancé pour plusieurs tranches.

Les deux réacteurs à eau pressurisée de la centrale de Turkey Point (FP&L, filiale de NextEra) ont été les premiers à recevoir ce prolongement de licence en décembre 2019 et, alors qu'ils ont commencé à produire de l'électricité en 1973, ils pourront continuer à le faire au moins jusqu'en 2053.

Depuis, la NRC a également prolongé à 80 ans les licences d'exploitation des deux réacteurs à eau bouillante de Peach Bottom (Exelon), et les tranches de la centrale de Surry (Dominion) sont actuellement étudiées par la Commission.

Plusieurs autres exploitants, tels que Duke, Xcel Energy ou encore TVA ont fait part de leurs souhaits de voir l'intégralité de leur flotte prolongée à 80 ans, et il est attendu que de telles demandes d'extension de licence d'exploitation soient déposées pour la très grande majorité des réacteurs du pays dans les prochaines années.

La NRC a décidé en avril 2020 de mettre en place un Generic Environmental Impact Statement (GEIS) pour l'extension de licence à 80 ans afin de réduire les coûts et les délais du processus¹⁸.

Un engouement politique

L'État fédéral alloue 40 à 50 M\$ par an à travers son Light Water Reactors Sustainability Program pour le développement de technologies d'optimisation pour le parc installé. Ainsi, au-delà de la commercialisation prochaine des Accident Tolerant Fuels (ATF) de première génération, plusieurs partenariats public-privé continuent d'être développés afin d'améliorer encore la rentabilité des centrales tout en respectant les

17. Une analyse en détail de ces évolutions par le NEI : *Nuclear by the Numbers*, Nuclear Energy Institute, 2020, disponible sur : www.nei.org.

18. M. Lewis, « NRC Affirms Decision Allowing SLR Applicants to Rely on License Renewal GEIS », *JD Supra*, 1^{er} mai 2020, disponible sur : www.jdsupra.com.

exigences de sûreté. Le DOE a notamment annoncé en septembre 2019 le lancement d'une démonstration industrielle de production d'hydrogène sur les centrales de Davis Besse et de Palo Verde¹⁹.

Mais c'est surtout sur l'évolution en matière de réglementation qui transcrit le mieux le soutien de l'administration américaine. En effet, depuis le début du mandat du président Trump, la NRC a entrepris d'accélérer fortement la modernisation de ses procédés et de ses réglementations, déjà entamée sous l'ère Obama, notamment son Regulatory Oversight Process (ROP) et l'interprétation de la Backfit Rule.

Cette dernière règle impose que les modifications ou les ajouts apportés aux exigences existantes de la NRC soient justifiés comme étant nécessaires pour « protéger de manière adéquate » la santé et la sécurité du public et des travailleurs ou pour en assurer une « amélioration substantielle », avec des bénéfices supérieurs aux coûts de mise en œuvre opérationnelle. Ce principe, dont l'objectif est d'éviter la surréglementation, a déjà certainement participé à une calibration modérée des mesures post-Fukushima, et est devenu un considérant de l'action de la NRC, qui indirectement contribue à limiter la dégradation de la compétitivité du secteur.

Les industriels nucléaires considèrent que le poids des régulations est trop important, et la Commission a récemment envisagé de reconcentrer ses efforts sur les problématiques les plus importantes de la sûreté, en diminuant les inspections les moins utiles et en assurant la protection des lanceurs d'alerte²⁰. Les travailleurs sur centrale sont ainsi encouragés à relever tout manquement aux consignes, et les rares tentatives de rétorsion à leur encontre sont sévèrement punies par la NRC.

Cette approche s'appuyant de plus en plus sur une forme d'autorégulation semble porter ses fruits, alors que le nombre d'incidents²¹ et d'arrêts automatiques n'a jamais été aussi faible et que les infractions sévères à la réglementation sont également à un niveau historiquement bas.

19. S. Patel, « Three More Nuclear Plant Owners Will Demonstrate Hydrogen Production », *Power Magazine*, disponible sur : www.powermag.com.

20. Le ROP n'avait pas été modifié depuis sa création en 2000.

21. Voir sur le tableau 4 l'évolution du nombre de *Licensee Event Reports* (LER), les rapports d'incidents devant être communiqués à la NRC.

Tableau 4 : Évolution du nombre de Licensee Events Reports (LER) par réacteur

Année	2016	2017	2018	2019
Nombre de LER par réacteur	3,29	2,61	2,10	1,69

Source : NRC.

Les centrales nucléaires ont dès le début de l'épidémie été considérées comme des infrastructures critiques dont l'activité ne devait pas être menacée.

Tout en assurant les inspections critiques, la NRC a décidé de reporter certaines évaluations, ainsi que d'assouplir certaines exigences. De plus, afin d'éviter toute pénurie d'électricité, la Commission a autorisé le personnel sur les centrales à travailler jusqu'à 16 heures sur une journée et jusqu'à 86 heures sur une semaine²². L'objectif est d'assurer la production ainsi que les rechargements en combustibles et les maintenances nécessaires à une pleine disponibilité du parc.

Enfin, afin de soulager les exploitants dans cette période difficile, le Nuclear Energy Institute (NEI) qui les représente, a obtenu de l'État fédéral le report du recouvrement des cotisations (environ 4,5 M\$/an par réacteur) servant à financer la NRC²³.

Un parc innovant en matière de combustibles

Les Accident Tolerant Fuels (ATF) sont des combustibles pour réacteurs à eau légère classiques offrant une plus grande résistance en cas d'accidents, ainsi que de meilleures performances permettant une utilisation optimisée de l'uranium et de faciliter les cycles de rechargement longs.

En gestation depuis les années 2000, leur développement s'est vu accélérer après l'accident de Fukushima grâce à des subventions du DOE, et les premiers tests d'assemblages en réacteurs sont en cours depuis quelques mois. L'objectif pour les concepteurs est de proposer cette gamme de produits aux exploitants dans les prochaines années, avec un passage à ce type de combustible pour plusieurs centrales d'ici 2030. La NRC et le DOE ont répété à de multiples reprises que l'utilisation d'ATF ne sera pas rendue obligatoire mais encouragée néanmoins.

22. K. Daly, « The NRC Responds to Nuclear Plant Work-Hour Concerns Prompted by COVID-19 », *JD Supra*, 2 avril 2020, disponible sur : www.jdsupra.com.

23. Les mesures mises en place par la NRC face à la pandémie de COVID-19 sont disponibles sur leur site : www.nrc.gov.

Les trois grands industriels de fabrication du combustible, Westinghouse, GNF (filiale de GE-Hitachi et Toshiba) et Framatome Inc. (la branche américaine de Framatome), en sont tous à la phase de test en conditions réelles dans des réacteurs commerciaux d'exploitants partenaires afin d'obtenir une autorisation de commercialisation de la NRC avant 2022²⁴.

Le niveau d'enrichissement de ces combustibles est compris entre 6 % et 8 %, contre 5 % généralement pour la génération précédente, ce qui motivera le développement du HALEU dans les prochaines années.

De son côté, la compagnie Lightbridge et sa coentreprise EnFission avec Framatome développent même une alternative potentielle pour les réacteurs à eau légère, le combustible métallique U-Zr²⁵.

Déjà étudiés depuis des décennies, les développements récents en métallurgie et en simulation numérique permettent dorénavant d'envisager l'utilisation de l'U-Zr dans des réacteurs commerciaux, ce qui aurait un impact majeur sur la flotte de réacteurs actuelle et les nouvelles unités à venir. En effet, ce combustible offre à terme des facilités de production et une amélioration des marges de fonctionnement. Il pourrait permettre d'améliorer la sûreté mais surtout d'obtenir un gain potentiel de 10 à 20 % de puissance pour les tranches déjà installées.

Lightbridge a déjà passé un accord avec NuScale pour évaluer l'utilisation de combustible métallique dans ses futurs SMR, et a reçu une première bourse Gateway for Accelerated Innovation in Nuclear (GAIN) de près d'un M\$ du DOE pour irradier son combustible à l'Idaho National Laboratory (INL).

Ce type de combustible devrait être commercialisé sur la décennie 2030 et pourrait considérablement augmenter la capacité de la flotte nucléaire américaine ainsi que sa rentabilité.

Nouvelles constructions : l'échec d'une renaissance

La saga AP1000

Westinghouse a développé aux débuts des années 2000 un réacteur à eau pressurisé de 3^e génération de 1 117 mégawatts électriques (MWe),

24. Le NEI fait le bilan sur les ATF : www.nei.org.

25. « Lightbridge: Pioneering Advanced Nuclear Fuel », Lightbridge, disponible sur : www.ltbridge.com.

l'AP1000. En 2005, la NRC a validé le design, alors que la branche nucléaire de l'entreprise était rachetée par Toshiba la même année.

Ce modèle devait être le cheval de bataille d'une renaissance nucléaire américaine après un passage à vide de près de trente ans, le dernier démarrage d'un chantier de réacteur sur le territoire américain datant alors de 1976.

Ainsi, malgré l'impact médiatique de l'accident nucléaire de Fukushima en mars 2011, la construction de deux AP1000 débute en 2013 sur la centrale de Vogtle en Géorgie pour un coût initial de 14 G\$, puis de deux autres exemplaires l'année suivante sur celle de V.C. Summer en Caroline du Sud, cette fois-ci pour 10 G\$.

Cependant, les estimations de coûts explosent. En 2017, Westinghouse fait faillite et Toshiba doit vendre la compagnie à Brookfield Asset Management, un fonds d'investissement canadien, pour 4,6 G\$. L'effondrement de cette entreprise historique du nucléaire entraîne une réévaluation à 23 G\$ du coût de chacun des deux projets, et une cascade de litiges face à une dissimulation possible de soucis rencontrés sur les chantiers des AP1000 américains ces dernières années.

Face à ces nouvelles estimations, la construction des deux AP1000 de V.C. Summer est abandonnée après que 9 G\$ aient déjà été dépensés, tandis que Southern, le principal actionnaire des deux autres tranches, décide de poursuivre le chantier de Vogtle malgré les surcoûts.

Ainsi, aujourd'hui seuls deux réacteurs sont en construction aux États-Unis : les deux AP1000 de la centrale de Vogtle, en Géorgie. Leurs mises en exploitation commerciale sont prévues respectivement en mai 2021 et mai 2022, et le coût total du projet a depuis été réévalué à 25 G\$. L'impact du COVID-19 sur les travaux est encore difficile à évaluer bien que 75 % des ouvriers étaient présents sur le site en avril 2020 par rapport au mois précédent, une situation qui devrait se poursuivre au moins jusqu'à l'été. Southern considère cependant que le planning ne sera presque pas affecté et seule la date de démarrage de l'unité n° 2 a glissé de trois mois, passant de mars à mai 2022²⁶.

Relancer des installations à l'arrêt

Néanmoins, le parc nucléaire américain pourrait tout de même voir de nouveaux réacteurs de forte puissance lui être ajouté dans les prochaines années.

26. S. Judy, « After Cutting Workforce, Georgia Power Sticks to Current Vogtle Schedule », *Engineering News-Record*, 5 mai 2020, disponible sur : www.enr.com.

En effet, Nuclear Development LLC cherche depuis 2016 à racheter pour 111 M\$ la centrale de Bellefonte à Tennessee Valley Authority (TVA) afin de terminer la construction des deux réacteurs d'une puissance combinée de 2 470 MW, laissée en suspens depuis 1988. Malgré des déboires judiciaires en cours de résolution entre l'acheteur et le vendeur, Nuclear Development a annoncé en mars 2020 être proche d'un accord avec le DOE pour que l'administration fédérale garantisse 80 % des 13 G\$ que l'entreprise devra emprunter pour mener à bien son projet.

De plus, le chantier des deux AP1000 de V.C. Summer pourrait également reprendre avec les équipes expérimentées de Vogtle une fois que la centrale géorgienne sera terminée en 2022. Il faudra pour cela que les affaires judiciaires entourant l'abandon du projet soient résolues. Les rumeurs vont cependant bon train sur une éventuelle reprise, soit par Dominion qui a racheté le principal actionnaire du projet, SCE&G, soit par Southern Power qui aura une expertise appropriée grâce à la poursuite du chantier de Vogtle, soit encore par un mystérieux consortium coréen qui serait en discussion avec des élus locaux²⁷.

Enfin, à la suite de la Petition for Rulemaking (PRM) adressé à la NRC par George Berka, un citoyen américain, la Commission est en train d'évaluer l'intérêt de créer un cadre réglementaire pour la remise en service de réacteurs ayant été arrêtés définitivement et mis sous cocon en attente de démantèlement (SAFSTOR)²⁸. L'objectif serait d'ouvrir l'opportunité aux exploitants de redémarrer un réacteur pouvant à nouveau redevenir rapidement opérationnel (moyennant quelques travaux), ce qui resterait moins coûteux que d'en construire un nouveau et faciliterait l'émergence de nouvelles capacités décarbonées. La demande de George Berka mentionne aussi le point essentiel suivant : le souhait de voir adopter pour ce redémarrage le référentiel de sûreté fixé au moment du démarrage initial du réacteur, et non pas de considérer de nouvelles exigences de sûreté plus prescriptives²⁹. Une possibilité potentiellement attractive dans le cas où de nouvelles conditions aux limites (plan d'aides, taxe carbone, etc.) rendraient à nouveau l'exploitation d'un réacteur économiquement rentable. L'élaboration d'un tel cadre aurait de plus des conséquences majeures sur la stratégie choisie par les exploitants au moment de la mise à l'arrêt d'un réacteur car il accroîtrait l'intérêt de différer le démantèlement (SAFSTOR).

27. S. Judy, « Schedule SC Utility Draws Interest in V.C. Summer Restart, Pols' Rebuke », *Engineering News-Record*, 11 septembre 2019, disponible sur : www.enr.com.

28. *Criteria To Return Retired Nuclear Power Reactors to Operations*, Nuclear Regulatory Commission, 26 juillet 2019, disponible sur : www.federalregister.gov.

29 La NRC étudiait cette demande au moment de l'écriture si bien qu'il n'était pas possible de déterminer si la pétition mènera à un changement de réglementation.

Préparer l'avenir par la domination technologique

Comme il n'y aura pas de nouveau chantier d'AP1000 ou autre réacteur de forte puissance aux États-Unis, seules deux à quatre unités pouvant être éventuellement terminées, le retour à une domination américaine passera donc par de nouveaux concepts et produits.

L'industrie a donc entrepris ces dernières années de se réorienter vers un paradigme de rupture : les Small and Modular Reactors (SMR) et les Advanced Reactors³⁰.

Les SMR sont des réacteurs de faible puissance (moins de 350 MWe), 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. Les avantages d'une telle organisation sont nombreux, notamment en matière de financement et de gestion de chantier, beaucoup plus souples grâce à cette modularité. En effet, une malfaçon sur un des éléments d'un réacteur ne mettant plus à risque le respect du calendrier pour l'intégralité du projet, le risque financier et donc les taux d'emprunts seront normalement plus faibles que pour la construction des réacteurs de forte puissance³¹.

Les réacteurs avancés sont des réacteurs en rupture conceptuelle avec les designs précédents, en cours de développement³², ce qui permet des températures de sortie plus hautes, d'améliorer la sûreté ou encore pour certains designs de faire de la surgénération. Presque la totalité des designs proposés en Amérique du Nord sont également des SMR³³.

Les agences de recherche publique américaines soutiennent activement ces concepts, que ce soit au niveau réglementaire pour la NRC ou pour élaborer des outils permettant d'assurer la compétitivité de ces

30. Plus de détails sur ces concepts et leur développement à travers le monde dans cette étude de l'Ifri : C. Merlin, « Les petits réacteurs modulaires dans le monde : perspectives géopolitiques, technologiques, industrielles et énergétiques », *Études de l'Ifri*, Ifri, mai 2019, disponible sur : www.ifri.org.

31. Le financement est un problème critique dans les projets de réacteurs en Occident, et les coûts associés peuvent être très élevés (environ 30 % du total pour Vogtle).

32. Les SMR à eau légère sont néanmoins parfois inclus dans les Advanced Reactors.

33. Seule TerraPower développe un réacteur avancé de forte puissance aux États-Unis, bien que celui-ci soit envisageable en format modulaire. Étant un réacteur à sels fondus à spectre rapide, sa taille physique est similaire aux SMR.

nouveaux réacteurs. L'Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E) a par exemple mis en place le programme Generating Electricity Managed by Intelligent Nuclear Assets (GEMINA) visant à réduire les coûts d'*operation & maintenance* (O&M) de ces futurs designs à 2 \$/MWh contre 13 \$/MWh pour la flotte actuelle³⁴. À travers le Transformational Reactor Challenge (TRC) de l'Oak Ridge National Laboratory (ORNL), le DOE essaie, lui, d'imprimer en 3D la totalité du cœur d'un High Temperature Gas-cooled Reactor (HTGR), qui devrait être opérationnel en 2023, afin de démontrer la faisabilité de la fabrication additive pour l'industrie nucléaire³⁵.

Des SMR dès la décennie 2020

Les balbutiements

Bien que les premières start-ups développant des designs de SMR soient nées dans les années 2000, les premières mesures sérieuses de soutien du DOE n'ont débuté qu'en 2012 avec le programme SMR Licensing Technical Support (SMR LTS), qui devait à l'origine supporter financièrement les lourdes démarches de certification pendant cinq ans de deux projets : celui de BWXT et de TVA pour l'installation de modules mPower, et celui de NuScale avec UAMPS.

L'abandon du mPower par BWXT après avoir reçu 111 M\$ a fait basculer l'effort sur le design de NuScale, tandis que TVA a tout de même poursuivi ses démarches pour obtenir en décembre 2019 de la NRC un Early Site Permit pour une éventuelle centrale de 800 MW de SMR à Clinch River dans le Tennessee. Finalement, NuScale aura obtenu 226 M\$ du SMR LTS, ainsi qu'au moins 128 M\$ de subventions publiques ultérieures, et son design devrait être totalement validé par la NRC en septembre 2020³⁶, avec une augmentation de puissance à 60 MWe évaluée au cours de l'année 2021.

Des projets commerciaux pour la décennie

En plus de NuScale, deux autres designs sont en bonne voie pour une arrivée sur le marché dans les prochaines années : le BWRX-300, le design à eau bouillante de GE-Hitachi, et le SMR-160 à eau pressurisé de Holtec (dans lequel Mitsubishi est également impliquée), dont le développement

34. Plus de détails sur le programme GEMINA : <https://arpa-e.energy.gov>.

35. Plus de détails sur le programme TCR : <https://live-tcr.pantheonsite.io>.

36. Le planning de certification est disponible sur : www.nrc.gov.

est moins avancé. Ces designs, ainsi que potentiellement l'ISMR (190 MW), un réacteur à sels fondus au spectre thermique du canadien Terrestrial Energy, sont en compétition pour plusieurs projets en Amérique du Nord.

Tout d'abord, le projet de 12 modules NuScale (720 MW) sur l'Idaho National Laboratory (INL), opéré par le consortium UAMPS (dirigé par Energy Northwest) est en bonne voie pour être une des premières centrales terrestres de SMR au monde, opérationnelle en 2029, notamment grâce à la forte implication du DOE qui s'est porté client pour l'utilisation des deux premières unités à travers un *Power Purchase Agreement* (PPA) de long terme³⁷.

La dynamique s'est accélérée dans les récents mois, avec de nombreuses annonces autour du site de Clinch River, TVA annonçant début 2020 l'implication de l'Oak Ridge National Laboratory (ORNL) et de l'Université du Tennessee dans les études de faisabilité³⁸. Tout comme pour la centrale à l'INL, le DOE pourrait de nouveau soutenir financièrement le projet à travers un PPA pour réaliser des expériences sur un ou plusieurs modules et approvisionner les infrastructures de l'ORNL, tout proche, qui reste le site public consommant le plus d'électricité aux États-Unis. Les PPA, pour le moment limité à des durées de dix ans, pourraient être étendus à quarante ans par le *Nuclear Energy Leadership Act* (NELA), en cours d'évaluation parlementaire, renforçant l'implication de l'État fédéral dans de tels projets First Of A Kind (FOAK) et donc leur viabilité. D'autres localisations pourraient être proposées dans un avenir proche, comme Porto Rico pour laquelle une étude de faisabilité du DOE vient de conclure que les SMR sont un choix pertinent³⁹.

Enfin, Ontario Power Generation (OPG) a révélé avoir d'importantes ambitions en matière de SMR lors de la conférence 2020 de la Canadian Nuclear Association (CNA)⁴⁰. Appuyé par un fort soutien public, aussi bien fédéral que provincial, d'un enthousiasme rare pour la filière en Occident⁴¹, l'exploitant envisage de construire une centrale de SMR sur le site de Darlington, qui accueille déjà quatre réacteurs CANDU, et pour laquelle la Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) lui a délivré un permis préliminaire en 2012 pour un ajout de puissance jusqu'à 4,8 GW⁴². Les

37. S. Patel, « DOE Designates Part of UAMPS SMR Plant for Research, Self-Power », *Power Magazine*, 3 janvier 2019, disponible sur : www.powermag.com.

38. « TVA and University of Tennessee agree SMR collaboration », *World Nuclear News*, 9 avril 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

39. « Small Reactors Feasible in Puerto Rico, Study Concludes », *World Nuclear News*, 21 mai 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

40. Les différentes interventions de la CNA 2020 peuvent être visionnées ici : www.youtube.com.

41. D. Bratt, « Remarkable Signs of Federal Provincial Unity on Small Nuclear Reactors », *Policy Options*, 30 mars 2020, disponible sur : <https://policyoptions.irpp.org>.

42. « Darlington New Nuclear Project », Canadian Nuclear Safety Commission, disponible sur : <https://nuclearsafety.gc.ca>.

SMR devront probablement compenser au moins en partie la fermeture de la centrale de Pickering, qui engendrera la perte sur le réseau de 1 GW en 2022, puis de 2,1 GW en 2024, éventuellement différée à 2028⁴³, ce qui présage d'un calendrier accéléré afin d'éviter tout déficit de capacité sur le réseau ontarien. Vu le nombre de réacteurs potentiels liés à ce dernier projet (3 GW sont équivalents à 50 modules NuScale, 10 BWRX-300, 19 SMR-160 ou encore 16 ISMR par exemple), le ou les développeurs sélectionnés prendront un ascendant certain pour les futurs appels d'offres à travers le monde, les SMR étant un produit potentiellement très sensible aux économies de série. Les vainqueurs seront particulièrement bien placés sur le marché canadien, qui s'annonce prometteur avec la fin du charbon dans la génération électrique ainsi qu'un durcissement des malus pour les centrales à gaz dès 2030⁴⁴. Ainsi le Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick ont formé avec l'Ontario une Alliance pour les SMR⁴⁵, à laquelle l'Alberta va adhérer avant la fin de l'année, et les opérateurs de ces différentes provinces suivent avec attention l'initiative d'OPG.

Tableau 5 : Designs de SMR les plus avancés en Amérique du Nord

Entreprise	Réacteur	Type	Puissance (MWe)	Pays d'Origine	NRC Certification (6 phases)	CNSC Vendor Design Review (3 phases)
NuScale	NuScale	REP	60	États-Unis	Phase 5	Phase 2
GE-Hitachi	BWRX-300	REB	300	États-Unis	Phase 1	Phase 2
Holtec	SMR-160	REP	160	États-Unis	Pré-Application	Phase 2
Terrestrial Energy	IMSR	RSF-F	190	Canada	Pré-Application	Phase 2
Advanced Reactor Concepts	ARC-100	RNR-Na	100	États-Unis	Pas de demande	Phase 1
X-energy	Xe-100	HTGR TRISO	75	États-Unis	Pré-Application	Phase 2
SNC-Lavalin	CANDU-SMR	Eau Lourde	300	Canada	Pas de demande	Application à venir
Moltex Energy	SSR	RSF-F Dual	150	Royaume-Uni	Pas de demande	Phase 1
Kairos Power	KP-FHR	RSF-F TRISO	140	États-Unis	Pré-Application	Pas d'application
TerraPower	MCFR	RSF-C	Variable	États-Unis	Pré-Application	Pas d'application
TerraPower & GEH	Natrium	RNR-Na	345	États-Unis	Pré-Application à venir	Pas d'application

Source : NRC et CNSC.

43. « Pickering Relicensed to 2028 », *World Nuclear News*, 9 août 2018, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

44. « Coal Phase-Out: the Powering Past Coal Alliance », Gouvernement du Canada, 31 juillet 2020, disponible sur : www.canada.ca.

45. « Canadian Provinces to Collaborate on SMRs », *World Nuclear News*, 2 décembre 2019, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

Les réacteurs avancés

Restaurer le leadership américain

Depuis 2016, l'administration et le Congrès s'inquiètent fortement du ralentissement de la recherche américaine en matière de réacteurs de nouvelle génération. En effet, alors que la Russie fait office de leader mondial en matière de réacteurs à neutrons rapides refroidi au sodium (BN-800 opérationnel depuis 2015) ou au plomb (BREST-300 en construction), et que la Chine commence à concrétiser ses ambitions en la matière avec une centrale de réacteurs à haute température au gaz (HTR-PM) et un réacteur expérimental à sels fondus dont les démarrages sont prévus pour la fin de l'année 2020, les États-Unis n'avaient aucun projet en la matière depuis des décennies.

Une lacune particulièrement profonde alors que le pays n'a plus de réacteurs de recherche à neutrons rapides depuis la fermeture de la Fast Flux Transient Facility (FFTF) en 1993, une condition *sine qua non* pour tester les matériaux et les composants nécessaires à certains réacteurs avancés. Ainsi, depuis près de trente ans, les équipes de recherche américaines devaient négocier difficilement l'accès à des infrastructures russes ou européennes pour réaliser au moins en partie leurs expériences.

C'est en réaction à cette situation que plusieurs efforts législatifs ont vu le jour sous l'ère Trump afin de replacer les États-Unis à la pointe de l'innovation en la matière.

Tout d'abord, le *Nuclear Energy Innovation Capabilities Act* (NEICA)⁴⁶ de 2017 ordonne formellement au DOE de développer des partenariats public-privé pour le développement des réacteurs avancés, avec notamment la mise en place du National Reactor Innovation Center (NRIC) à l'INL pour la construction du Versatile Test Reactor (VTR), un réacteur de recherche à neutrons rapides refroidi au sodium de 300 mégawatts thermiques (MWth) qui doit être opérationnel d'ici 2026 afin de combler l'absence d'une telle infrastructure aux États-Unis.

Ensuite, le *Nuclear Energy Innovation and Modernization Act* (NEIMA)⁴⁷ de 2018, impose à la NRC d'établir un cadre de régulations adaptées aux réacteurs avancés, allégé par rapport aux réacteurs à eau légère. La Commission est déjà bien impliquée dans cette initiative, avec la mise en place d'un protocole de certification beaucoup plus rapide qui se ferait en 18 mois, alors que l'évaluation de l'AP1000 en avait pris 48.

46. Le texte du NEICA est disponible sur : www.congress.gov.

47. Le texte du NEIMA est disponible sur : www.congress.gov.

Cette réforme passe par la reconnaissance des propriétés intrinsèques des designs, notamment en matière de sûreté passive, et une rationalisation des analyses, avec par exemple la création d'un Generic Environmental Impact Statement (GEIS) ou encore la réduction envisagée des Emergency Planning Zones (EPZ) autour des centrales de SMR.

Ces lois sont accompagnées d'un véritable effort financier en faveur de l'émergence des réacteurs avancés. Ainsi, sans compter les fonds pour le VTR ou les SMR, le DOE a consacré environ 100 M\$ par an aux réacteurs avancés ces dernières années, qu'il distribue en partie à des entreprises privées. Par exemple, depuis 2016, le DOE a mis en place les bourses Gateway for Accelerated Innovation in Nuclear (GAIN)⁴⁸, qui prennent la forme de subventions ou de droits d'utilisation gratuite des infrastructures de recherche publiques pour les développeurs.

L'ensemble des initiatives américaines s'appuient sur le secteur privé et ont assez peu de liens avec le Forum International Generation IV (GIF)⁴⁹. En effet, ce dernier se concentre presque uniquement sur des programmes de recherche et développement (R&D) publiques sans ambition industrielle. Néanmoins, le GIF s'adapte progressivement aux poussées américaines, notamment en proposant des infrastructures de recherche aux développeurs et en renforçant sa branche Réacteurs à sels fondus (RSF), historiquement moins mise en avant que les Réacteurs à neutrons rapides refroidis au métal (RNR-Na et RNAR-Pb).

Le VTR

Le Versatile Test Reactor (VTR) illustre bien l'engouement actuel pour les partenariats public-privé. Ce réacteur de recherche sera donc construit par un laboratoire national (INL), selon les spécifications déterminées par le DOE et le calendrier du Congrès et sa construction devrait débuter en 2022 et finir en 2026. Les installations seront exploitées par Energy Northwest, et le financement nécessaire, d'au moins 4 G\$, sera assuré à la fois par l'État fédéral et par des investisseurs privés, dont probablement Bill Gates, qui a obtenu que sa start-up TerraPower (TP) conçoive ce réacteur aux côtés de GE-Hitachi, auparavant seule sur le projet⁵⁰. Ainsi, il est attendu que ce RNR-Na soit un hybride entre le PRISM proposé par GEH, et le TWR de TP. Bechtel dirigera la construction. Enfin, le CEA est le seul

48. Le détail du programme GAIN et des bénéficiaires est disponible sur : <https://gain.inl.gov>.

49. Le GIF est une initiative internationale de développement des concepts de réacteurs avancés lancée par les États-Unis en 2000 réunissant toutes les grandes nations du nucléaire. Voir : www.gen-4.org.

50. « GEH and TerraPower Team Up for VTR Development », *World Nuclear News*, 22 janvier 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

organisme de recherche étranger officiellement retenu pour le moment pour collaborer sur le VTR, en apportant notamment son expertise sur les réacteurs au sodium⁵¹.

Le calendrier de déploiement des réacteurs avancés ayant été fortement accéléré par l'Advanced Reactor Development Program (ARDP), le VTR n'est plus considéré comme nécessaire à la construction de premiers prototypes, mais plutôt à l'optimisation des designs pour leur commercialisation dans les années 2030.

Les combustibles pour réacteurs avancés

Les réacteurs avancés vont utiliser des combustibles bien différents des réacteurs à eau légère qui constituent la flotte américaine actuelle, nécessitant du HALEU avec des taux d'enrichissement proches de 20 %.

En particulier, les réacteurs à haute température refroidis au gaz (HTGR) vont être alimentés en TRISO (*Tristructural-Isotropic*) : un combustible sphérique multicouche d'oxydes, d'oxycarbures, de carbures ou de nitrures d'uranium pouvant fonctionner jusqu'à des températures très élevées. En effet, l'intérêt de ce combustible difficile à produire est de permettre à ces sphères de ne relâcher presque aucune particule radioactive en cas d'incident⁵².

Trois compagnies sont en lice pour obtenir une certification pour leurs modèles de TRISO par la NRC afin d'alimenter de futurs HTGR : d'un côté GNF et X-Energy en collaboration⁵³, et BWXT de l'autre⁵⁴.

Le retraitement de ce type de combustible ne sera pas aisé, ce qui risque de limiter leur exportation potentielle dans de nombreux pays qui souhaiteraient limiter les volumes de déchets.

Le HALEU sera également nécessaire pour les autres types de réacteurs avancés utilisant des combustibles sous forme de sels, ou encore métalliques pour réacteurs au sodium.

51. Une présentation du VTR et l'état des partenariats internationaux engagés vis-à-vis de ce projet : <https://gain.inl.gov>.

52. Une présentation des combustibles TRISO par le DOE : « TRISO Particles: The Most Robust Nuclear Fuel on Earth », 9 juillet 2019, disponible sur : www.energy.gov.

53. « GNF and X-Energy Team Up to Produce TRISO Fuel », *World Nuclear News*, 7 novembre 2019, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

54. « BWXT Ramps Up TRISO Fuel Production Capacity », *World Nuclear News*, 2 octobre 2019, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

Advanced Reactors Development Program (ARDP)

En 2020, le programme de soutien au développement des réacteurs avancés a pris une toute autre dimension avec le lancement du Advanced Reactor Demonstration Program (ARDP)⁵⁵, qui vise la construction et la démonstration de deux designs d'ici cinq à sept ans, ainsi que le soutien à des concepts moins matures.

Financé à hauteur de 230 M\$ pour l'année 2020, mais pouvant atteindre 4 440 M\$ sur sa durée totale, le programme est subdivisé ainsi :

- La voie « Demos » qui délivrera 80 M\$ à chacun des deux projets de construction retenus pour être opérationnels entre 2025 et 2027.
- La voie « Risk Reductions » qui partagera 30 M\$ entre 2 et 5 designs pouvant être opérationnels vers 2030.
- La voie « ARC-20 » qui consistera à distribuer 20 M\$ à au moins deux concepts moins matures pouvant être opérationnels vers 2035.

La voie « Demos », particulièrement ambitieuse et dont les dotations pourraient atteindre jusqu'à 2 G\$ par projet sur la période, peut concerner aussi des designs à eau légère. Il paraît probable que seule NuScale, vu son niveau de développement et de certification déjà avancé, ne puisse pas candidater.

Ainsi, le BWRX-300 et la SMR-160 d'Holtec sont bien placés dans cette compétition, ainsi que l'ISMR de Terrestrial Energy, probablement le réacteur avancé nord-américain le plus mature actuellement.

L'Xe-100 de X-Energy, soutenu par Southern, le FHR de Kairos, ainsi que Natrium, de GE-Hitachi et TerraPower, déjà impliquées dans le VTR, sont également des concurrents potentiels.

Les lettres d'intention obligatoires des candidats à chacun des sous-programmes étaient attendues à la mi-juin, avant les soumissions de dossiers mi-août, et les lauréats seront dévoilés probablement au cours du quatrième trimestre 2020.

Le Nouveau-Brunswick a également un programme de déploiement de deux réacteurs avancés sur le site de Point Lepreau vers 2030, en collaboration avec les Canadian Nuclear Laboratories (CNL). L'objectif étant de pouvoir consommer du combustible usé de Candu, les designs retenus ont été l'ARC-100 de l'américain Advanced Reactor Concepts,

55. Plus de détails sur le programme ARDP disponibles sur : www.energy.gov.

soutenu par GEH⁵⁶, et le SSR de Moltex⁵⁷, une entreprise canado-britannique. Ces entreprises ont néanmoins reçu des bourses du DOE, et devraient être retenues pour la voie « Risk Reduction » de l'ARDP, illustrant une fois de plus la dimension continentale du développement nucléaire en Amérique du Nord.

Les Micro and Modular Reactors

Les Micro and Modular Reactors (MMR) ont également le vent en poupe en Amérique du Nord. Ces concepts, de faibles capacités (1 à 15 MWe), permettraient à l'énergie nucléaire de s'inviter dans d'autres usages, civils, mais aussi militaires.

Les applications civiles

Les MMR civils sont pour le moment envisagés par les États-Unis, mais aussi le Canada, pour l'approvisionnement électrique d'installations minières ou des communautés arctiques. En effet, ces réacteurs basés sur une philosophie « *install and let live* », seraient intrinsèquement sûrs, potentiellement pilotables à distance et n'auraient besoin d'être rechargés en combustible qu'une fois par décennie. Des propriétés intéressantes pour remplacer les groupes électrogènes au diesel coûteux actuellement utilisés pour ces applications.

Au Canada, Global First Power (GFP) en collaboration avec OPG va installer le premier MMR HTGR de 5 MWe d'Ultra Safe Nuclear Corporation (USNC), une start-up basée à Seattle, sur le site de Chalk River appartenant au CNL⁵⁸. Le projet est en cours d'évaluation par la CNSC, et produira de l'électricité pour les infrastructures de CNL ainsi que de la chaleur acheminée par un circuit de sels fondus pour des installations annexes.

Aux États-Unis, l'Aurora d'Oklo (1,5 MWe) est devenu le premier réacteur non refroidi à l'eau ayant déposé une demande de certification à la NRC⁵⁹. La première unité sera construite sur l'INL, le DOE lui ayant déjà délivré un permis préliminaire pour y installer son réacteur et assurer un approvisionnement en HALEU pour son combustible. L'entreprise, qui

56. « First Partner Announced for New Brunswick SMR Project », *World Nuclear News*, 10 juillet 2018, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

57. « Moltex Partners in New Brunswick SMR Project » *World Nuclear News*, 16 juillet 2018, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

58. F. Venneri, « Micro Modular Reactor Moves Forward in Canada », *Nuclear Engineering International*, 30 octobre 2019, disponible sur : www.neimagazine.com.

59. « Oklo Submits First Advanced Reactor Licence Application », *World Nuclear News*, 18 mars 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

s'appuie presque exclusivement sur des fonds privés, serait en discussion avec plusieurs clients potentiels.

Les deux réacteurs seront opérationnels vers 2024, et pourraient alors se placer sur le marché de la production électrique pour l'Arctique nord-américain, ainsi que potentiellement approvisionner en énergie des installations minières ou pétro-gazières.

Tableau 5 : MMR civils les plus avancés en Amérique du Nord

Entreprise	Réacteur	Caloporteur	Puissance (MWe)	Pays d'Origine	NRC Certification (6 phases)	CNSC VDR (3 phases)
Urenco	U-Battery	Hélium	4	Royaume-Uni	Pas de demande	Phase 2
Starcore	Starcore	Hélium	10 à 20	Canada	Pas de demande	Pré-Application
Oklo	Aurora	K-Na	1,5	États-Unis	Combined Operating Licence	Pas d'application
UltraSafe Nuclear Corporation	USNC MMR	Hélium	5	États-Unis	Pré-Application	Phase 2 + Projet
Westinghouse	eVinci	Na	1 à 25	États-Unis	Pré-Application	Pré-Application
LeadCold	Sealer	Pb	3 à 10	Suède	Pas de demande	Phase 1

Sources : NRC et CNSC.

Le Projet Pele et les applications spatiales

Le Department of Defense (DOD) s'intéresse également aux MMR pour des applications militaires. Bien que la possibilité d'alimenter de futurs systèmes de lasers ou de canons électromagnétiques, très consommateurs en énergie, soit envisagée, l'armée américaine souhaiterait pouvoir dans un premier temps approvisionner en électricité ses bases à travers le monde, notamment lorsqu'elle se projette en territoire hostile. En effet, plus de la moitié des pertes humaines de l'armée américaine des vingt dernières années sont dues aux attaques des convois de ravitaillement, notamment en carburant pour les véhicules et les groupes électrogènes.

Le DOD a donc lancé le Projet Pele visant à développer des MMR transportables par camion, avion ou navire, capables de résister à d'intenses agressions cinétiques ou explosives, pour approvisionner en énergie ses installations et pouvant potentiellement être couplés à terme à des infrastructures de synthèse de carburant⁶⁰.

60. Présentation des motivations sous-jacentes au projet PELE : J. Waksman, *Project Pele Overview: Mobile Nuclear Power For Future DoD Needs*, Office of the Secretary of Defence, mars 2020, disponible sur : <https://ric.nrc.gov>.

Trois entreprises, BWXT et X-Energy qui développent des HTGR, et Westinghouse avec son De-Vinci (version militarisée du e-Vinci) au sodium, ont été sélectionnés pour cette compétition en mars 2020, et ont ainsi reçu pour l'année en cours 12 à 15 M\$ de dollars chacun du DOD. L'objectif est de sélectionner le ou les designs vainqueurs en 2021, pour lancer leur construction sur l'INL ou l'ORNL en 2022, le démarrage des réacteurs étant prévu entre 2023 et 2024.

Au-delà des applications militaires terrestres, la NASA s'intéresse aussi à ces réacteurs pour des utilisations spatiales, notamment pour des bases lunaires⁶¹ ou encore pour la propulsion spatiale nucléaire thermique (Nuclear Thermal Propulsion – NTP)⁶², une première sonde équipée devant faire la démonstration de cette technologie de rupture, réduisant considérablement les temps de voyage vers Mars, d'ici 2025. BWXT, General Atomics, USNC et X-energy sont impliqués dans ce programme⁶³. Le budget américain pour la NTP sur l'année 2020 était de 125 M\$, et pourrait encore croître prochainement afin de ne pas prendre de retard sur les projets concurrents chinois et russe.

61. T. Nguyen, « Why NASA Thinks Nuclear Reactors Could Supply Power for Human Colonies in Space », *Chemical & Engineering News*, 15 mai 2020, disponible sur : <https://cen.acs.org>.

62. « 6 Things You Should Know About Nuclear Thermal Propulsion », Office of Nuclear Energy, 21 janvier 2020, disponible sur : www.energy.gov.

63. R. Ballard, « Nuclear Thermal Propulsion Update », Marshall Space Flight Center, NASA, 29 octobre 2019, disponible sur : www.nasa.gov.

Reconquérir le marché mondial

Aucun réacteur américain n'est en construction à l'étranger alors que Rosatom est hégémonique sur le marché mondial avec un carnet de commandes de plus de 300 G\$ à l'export⁶⁴, tandis que les deux géants chinois CNNC et CGN multiplient les projets domestiques, l'État chinois visant au moins 150 GW (contre 50 GW aujourd'hui) de capacité nucléaire installée en 2035⁶⁵.

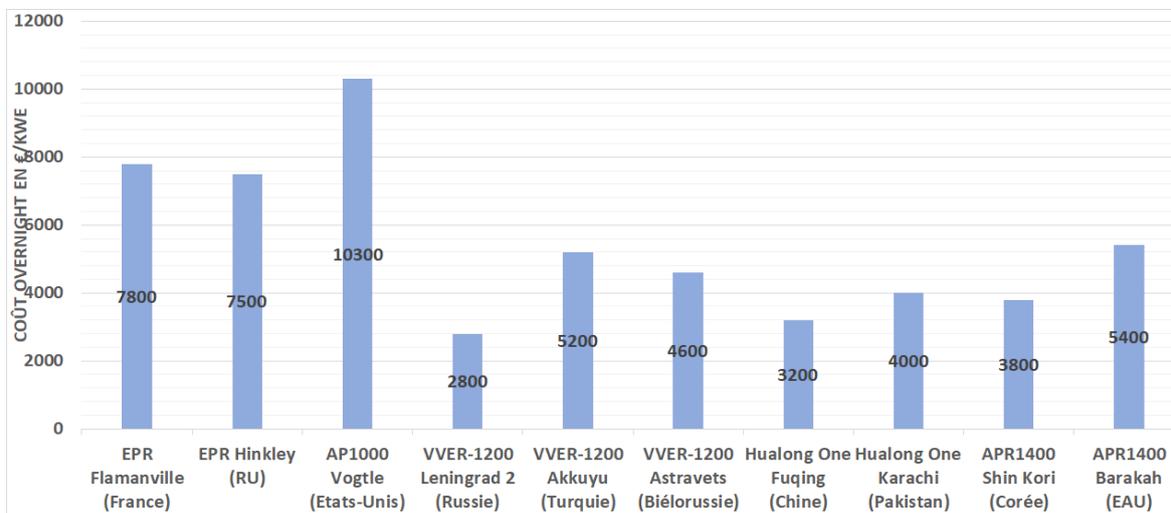
Pour le moment, les quatre AP1000 en fonctionnement dans le monde sont situés en Chine. Construits entre 2008 et 2018, ils devaient être les premiers d'une longue série illustrant la coopération active dans le domaine nucléaire entre les deux pays. Cependant, la Chine a mis fin à tous les projets d'AP1000 pour les remplacer par le design indigène Hualong One, se justifiant par les délais et surcoûts importants des tranches construites⁶⁶. La relation sino-américaine s'étant fortement détériorée depuis l'élection de Donald Trump, il est probable que le partenariat entre Westinghouse et CNNC ne mène pas à d'autres initiatives communes.

64. Actuellement, 13 des 23 réacteurs en construction dans des pays étrangers au vendeur sont russes, tandis que Rosatom aurait signé des contrats pour 24 unités supplémentaires dans les années qui viennent – toutes ne seront toutefois probablement pas construites.

65. Objectif probable inscrit dans le 14^e plan quinquennal chinois.

66. La non-compétitivité des designs occidentaux et la priorité accordée aux concepts domestiques enterrent probablement également tout nouveau projet EPR dans le pays.

Schéma 1 : Coût Overnight des différents réacteurs de 3^e génération



Les chiffres indiqués dans ce schéma sont les derniers communiqués (à la date de juin 2020) pour les différents projets. Ils ne portent pas exactement sur le même contenu, et doivent être considérés avec précaution, bien qu'ils donnent un ordre de grandeur valable. Les taux de change utilisés sont 1 EUR = 1,13 USD et 1 CNY = 0,15 USD.

Sources : EDF pour Flamanville et Hinkley, Southern pour Vogtle, SFEN pour Leningrad, Fuqing, WNA pour Akkuyu et Karachi, Power-Technologies pour Astravets et Barakah, Bloomberg pour Sanmen, South China Morning Post pour Taishan et Hankyoreh pour Shin Kori.

Des perspectives pour l'AP1000 à court terme

L'administration Trump souhaite néanmoins utiliser les exportations nucléaires comme instrument géostratégique. Malgré les difficultés rencontrées, l'AP1000 reste probablement le seul réacteur qu'elle peut proposer à des nations souhaitant lancer des projets nucléaires dans les cinq prochaines années. Le manque de compétitivité du design par rapport aux concurrents directs russe, chinois ou encore coréen limite cependant les exportations potentielles aux alliés géopolitiques dans le cadre d'une relation plus large. Cependant, peu de nations remplissant ces critères ont l'ambition de développer prochainement un parc nucléaire.

L'Inde

À l'image de l'EPR français, l'exportation d'AP1000 en Inde s'est heurtée jusqu'à présent à la lenteur des processus de décision indiens et à une législation peu favorable. En effet, bien que des discussions soient en cours

entre Westinghouse et l'administration indienne depuis 2009⁶⁷, le dossier avance peu, comme en témoigne l'absence de déclaration ferme à ce sujet lors de la visite du président Trump en février 2020, contrairement aux attentes des observateurs. La loi indienne, développée depuis la catastrophe industrielle de Bhopal, semblant imposer la pleine responsabilité du vendeur d'une telle infrastructure en cas d'incident, reste un obstacle infranchissable pour les entreprises occidentales. Enfin, l'Inde semble de plus en plus favoriser un développement de ses modèles indigènes à eau lourde, bien que non exportables car proliférants, plutôt qu'une coopération poussée avec des acteurs étrangers autres que la Russie.

Le Brésil

Avec l'élection de Bolsonaro à la présidence, les gouvernements américain et brésilien se sont rapprochés et les perspectives de croissance économique et démographique de la première économie sud-américaine font d'un nouveau programme nucléaire civil une nécessité.

Bien que Westinghouse, contrairement à ses concurrents EDF, Rosatom et CNNC, ne se soit pas encore positionnée sur l'appel d'offres⁶⁸ pour finir la tranche n° 3 de la centrale d'Angra (un pré-Konvoi allemand de 1 350 MW resté inachevé depuis 1986), l'entreprise américaine cherche à se positionner dans le pays.

Ainsi le *Brasil-US Energy Forum* de février 2020 a permis d'annoncer un premier accord entre Westinghouse et Electronuclear (l'exploitant national du Brésil) pour réaliser les travaux nécessaires à l'extension de la production à 60 ans de durée de vie du réacteur n° 1 de la centrale d'Angra, l'unique du pays⁶⁹.

Westinghouse et l'administration américaine sont actuellement à la manœuvre pour tenter de vendre 4 à 8 AP1000 au Brésil dans les prochaines années, bien que les développeurs de SMR, également mis en avant lors du récent Forum, ne soient pas à exclure pour couvrir une partie des ambitions brésiliennes.

Des changements politiques, au Brésil comme aux États-Unis, pourraient cependant rebattre les cartes au profit d'autres acteurs toujours

67. Les discussions avec AREVA/EDF pour la construction d'EPR ont débuté également en 2009, et sont confrontées aux mêmes problèmes.

68. « Brésil : reprise de la construction de la centrale nucléaire Angra 3 en 2020 », *Le Point*, 2 août 2019, disponible sur : www.lepoint.fr.

69. « Brazil, USA Promote Cooperation in Nuclear Energy », *World Nuclear News*, 4 février 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

potentiellement intéressés par le programme brésilien, dont la France. Toutefois, la crise économique liée au COVID-19 pourrait reporter voire annuler ces projets.

La Pologne

La longue amitié entre la Pologne et les États-Unis ouvre un marché potentiellement prometteur pour l'AP1000. En effet, le gouvernement polonais a récemment publié sa stratégie énergétique pour les années à venir, qui appelle à la construction de 6 à 9 GW de capacité nucléaire d'ici 2040, avec un premier réacteur opérationnel d'ici 2033. L'administration américaine a renforcé ses contacts à ce sujet avec ses homologues polonais, notamment lors de l'*US-Poland Strategic Dialogue* de février 2020⁷⁰.

Le gouvernement polonais souhaitant des réacteurs de forte puissance, probablement occidentaux ou coréens, l'AP1000 sera en compétition avec l'EPR ou l'APR1400. Cependant, les SMR sont aussi une piste potentielle pour le pays, alors que l'un des groupes industriels les plus importants du pays, Synthos, collabore depuis octobre 2019 avec GEH ainsi que Tractebel (Engie) pour l'installation potentielle de BWRX-300 en Pologne⁷¹.

L'Arabie Saoudite

L'Arabie Saoudite est un des marchés le plus prometteurs pour l'industrie américaine. Cet allié historique des États-Unis envisage en effet l'installation d'environ 18 GW de capacité électronucléaire d'ici 2040. Le pays est néanmoins ouvert aux autres designs de « l'Occident élargi », et la King Abdallah City for Atomic and Renewable Energy (KACARE) est en discussion avec Westinghouse, mais aussi EDF et le coréen KHNP.

Ce dernier fait sans doute office de favori avec le succès du chantier de quatre APR1400 aux Émirats arabes unis, qui lui offre un appui certain sur la péninsule arabique. Le démarrage dans les prochains mois de la première tranche de la centrale de Barakah pourrait d'ailleurs être accompagné d'annonces concrètes de nouveaux chantiers dans les deux nations arabes. KHNP souhaitant également proposer à terme dans la région son modèle de SMR à eau pressurisée, le SMART⁷².

70. « Poland, USA Underscore Commitment to New Nuclear Projects », *World Nuclear News*, 2 mars 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

71. « GE Hitachi Nuclear Energy Sigens Agreement for BWRX-300 Small Modular Reactor in Poland », *World Energy*, 23 octobre 2019, disponible sur : www.world-energy.org.

72. « Korea, Saudi Arabia Progress with SMART Collaboration », *World Nuclear News*, 7 janvier 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

Par ailleurs les perspectives américaines en Arabie Saoudite restent conditionnées à l'adoption d'un accord 123, nécessaire pour encadrer toute exportation de technologie nucléaire américaine⁷³. Ces traités bilatéraux doivent être validés par le Congrès, qui reste attaché aux mesures de non-prolifération, ce qui freine leur adoption dans le cas présent. En effet, les élus démocrates et une partie des républicains siégeant aux institutions américaines s'inquiètent des ambitions saoudiennes en matière de développement de l'arme nucléaire, le pays ayant plusieurs fois fait part de son refus d'adhérer à un accord 123 de type « *Gold Standard* ». Ce dernier, signé par les Émirats arabes unis, implique en effet un renoncement perpétuel à l'enrichissement et au retraitement sur son territoire, ainsi que la signature du protocole additionnel de l'AIEA imposant un régime d'inspections renforcé.

Enfin, la crise liée au COVID-19 et l'effondrement des cours du pétrole ont heurté de plein fouet l'économie saoudienne. Il n'est par conséquent pas exclu que le gouvernement diffère ou réduise fortement ses plans en matière de développement d'un parc nucléaire.

Autres perspectives

D'autres pays proches des États-Unis, bien que moins vocaux sur le sujet, évaluent la construction de réacteurs dans les prochaines années et pourraient choisir l'AP1000 par souci diplomatique.

C'est le cas du Mexique, principal partenaire économique américain⁷⁴, où la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) vient de conseiller au gouvernement de s'investir dans la construction de quatre tranches de 1 200 MW supplémentaires⁷⁵.

Mais aussi en Europe, où les gouvernements des Pays-Bas⁷⁶ et de la Slovaquie⁷⁷ envisagent également la construction d'un ou deux réacteurs chacun pour assurer leur approvisionnement en électricité bas carbone.

73. « US Confirms Saudi Arabia Nuclear Energy Talks », *Power Technology*, 11 novembre 2019, disponible sur : www.power-technology.com.

74. K. Roberts, « Mexico Is Now Top U.S. Trade Partner, Ahead of China, Canada », *Forbes*, 26 avril 2019, disponible sur : www.forbes.com.

75. « 4 Nuclear Reactors Under Consideration by Electricity Commission », 11 décembre 2019, disponible sur : <https://mexiconewsdaily.com>.

76. M. Solanki, « Dutch Parliament Majority for Nuclear Power Plants », *I Am Expat*, 8 novembre 2018, disponible sur : www.iamexpat.nl.

77. « Slovenia PM Pushes for Construction of New Nuclear Reactor », *Reuters*, 22 août 2019, disponible sur : www.reuters.com.

Regagner en compétitivité

L'administration Trump a lancé plusieurs réflexions afin d'améliorer la compétitivité globale de la filière nucléaire américaine à l'export. Présentées dans le rapport du NFWG, la plupart des mesures envisagées sont des reprises de travaux législatifs en gestation ou des propositions du DOE.

Standardisation réglementaire

Afin d'accélérer l'émergence des réacteurs avancés et d'ancrer des nations alliées à l'industrie américaine, le DOE et la NRC ont multiplié les initiatives pour une standardisation réglementaire en Occident. Ainsi, les autorités de sûreté américaine et canadienne partagent et réalisent conjointement les analyses de certification des modules NuScale⁷⁸ et ISMR⁷⁹ et souhaiteraient élargir encore leur collaboration. La CNSC est de plus en discussion avec l'ONR britannique pour étendre ce partenariat⁸⁰, et plaide actuellement avec la NRC dans les événements internationaux comme l'Advanced Reactors Summit⁸¹ ou le SMR Regulators' Forum de l'AIEA⁸² pour une harmonisation des standards concernant ces nouvelles technologies.

Réacteurs de recherche

Le rapport du NFWG a mis en avant la nécessité pour les États-Unis de revenir rapidement sur le marché des réacteurs pour la recherche scientifique.

En effet, l'objectif est de copier la stratégie commerciale russe chez les potentiels primo-accédants, auréolée de succès, qui consiste à fournir des réacteurs de recherche et établir des centres scientifiques de physique nucléaire dans les pays concernés. Prendre ainsi en charge la formation des personnels techniques chargés de développer les programmes nucléaires

78. « NuScale Makes First Canadian SMR Review Submission », *World Nuclear News*, 7 janvier 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

79. « US and Canadian Regulators Select SMR for Joint Review », *World Nuclear News*, 6 décembre 2019, disponible sur : world-nuclear-news.org.

80. « Canada, UK Strengthen Nuclear Collaboration », *World Nuclear News*, 6 mars 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

81. « Speech: Regulatory Harmonization for SMRs », *World Nuclear News*, 12 février 2020, disponible sur www.world-nuclear-news.org.

82. « Regulators' Forum Makes Recommendations on Safety of SMRs », *World Nuclear News*, 23 avril 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

permet en effet de s'assurer d'un fort soutien interne lorsque les appels d'offres pour les réacteurs commerciaux se mettent en place.

Ce regain d'intérêt américain pour les réacteurs de recherche est de plus à mettre en parallèle avec les initiatives lancées depuis plus de deux décennies pour le développement pour ce type d'installations de combustibles U-Mo HALEU enrichis à 20 %, non proliférants, qui commencent à porter leurs fruits⁸³. En effet, les États-Unis s'inquiètent des risques de détournement liés aux nombreuses infrastructures de recherche nucléaire utilisant de l'uranium hautement enrichi⁸⁴ proche de la qualité nécessaire pour réaliser une arme.

Proposer une offre plus complète

Également inspirés par la Russie, le NFWG et le DOE ont commencé à entamer une réflexion sur une diversification des services offerts par la filière nucléaire américaine.

Cependant, développer une offre aussi complète que les acteurs d'État russe et chinois sera difficile sans partenaires internationaux.

En effet, comme Rosatom l'a bien compris, certaines nations ne veulent pas gérer de déchets nucléaires, et proposer la prise en charge de ceux-ci est un véritable avantage pour vendre des réacteurs aux primo-accédants⁸⁵. Le retour du combustible usé est cependant difficile à mettre en place au niveau de l'opinion publique, d'autant plus pour les États-Unis qui ne disposent pas de capacité de retraitement pour diminuer les volumes à stocker.

De même, Rosatom, CGN et CNNC sont également des exploitants massifs pouvant non seulement construire, mais également posséder et opérer des centrales développées à l'étranger en attendant que l'électricien local ait les capacités opérationnelle et financière pour prendre le relais⁸⁶.

Aux États-Unis, les exploitants de réacteurs sont distincts des développeurs et, hormis Exelon (seul exploitant avec une capacité supérieure à 10 GW), semblent être de trop petite taille pour envisager une telle exposition à l'international.

83. « BWXT to Support HALEU Research Reactor Fuel Programme », *World Nuclear News*, 23 avril 2020, disponible sur : www.world-nuclear-news.org.

84. La NNSA estimait en 2011 que 207 réacteurs, dont de nombreux non militaires, utilisaient du HEU à travers le monde : *Reducing the Use of Highly Enriched Uranium in Civilian Research Reactors*, The National Academy Press, 2016, Schéma 2.1, disponible sur : www.nap.edu.

85. C. Schneidmiller, « DOE Nuclear Energy Chief Reaffirms Interest in Foreign Reprocessing for U.S. Spent Fuel », *Exchange Monitor*, 15 mai 2020, disponible sur : www.exchangemonitor.com.

86. Modèle « Build Own Operate », utilisé par Rosatom pour les pays primoaccédants, comme en Turquie pour la centrale d'Akkuyu.

Favoriser les exports par le financement

Au-delà des efforts de communication déjà engagés et envisagés à l'avenir, comme l'ajout du nucléaire civil aux thèmes des Select-USA Investment Summits, la compétitivité à l'export des réacteurs américains ne pourra être pleinement développée qu'en facilitant le financement de projets de centrales à l'étranger⁸⁷.

En effet, l'administration américaine est pleinement consciente que ses industriels font face à la concurrence biaisée des acteurs étatiques pouvant s'appuyer sur la puissance financière de leurs nations respectives. L'État russe offre presque systématiquement des possibilités d'emprunts garantis aux clients potentiels de Rosatom, rendant ses réacteurs particulièrement attractifs.

Le NFWG a ainsi recommandé que l'Export-Import Bank (Ex-Im) et l'U.S. International Development Finance Corporation (DFC) soient autorisées à financer des projets nucléaires étrangers et appuient de tout leur poids l'industrie nucléaire américaine afin de faire jeu égal avec les entreprises d'État étrangères. Une telle réforme est probablement une condition *sine qua non* à la construction de réacteurs américains dans les pays en voie de développement, notamment en Afrique et en Asie du Sud-Est.

La DFC a ainsi amendé ses règles en Juillet 2020 et pourra dorénavant financer divers projets nucléaires à l'étranger⁸⁸.

Combattre l'influence russe en Europe

Si Rosatom multiplie les chantiers de construction à travers le monde, l'influence russe en matière énergétique est particulièrement forte en Europe, y compris dans le nucléaire.

Consciente que chaque réacteur installé par Rosatom à l'étranger lie l'acheteur à son rival historique pour au moins un demi-siècle, l'administration américaine a commencé à développer une stratégie pour contenir le leader mondial incontesté du secteur.

87. La World Nuclear Association (WNA) a récemment publié une note décrivant les différents modèles de financement pour les projets nucléaires : *Financing Nuclear Energy*, WNA, mai 2020, disponible sur : www.world-nuclear.org.

88. « USA Lifts Nuclear Finance Ban », *World Nuclear News*, 24 juillet 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

Le combustible

Une des premières mesures en place pour faire pour établir un lien entre la filière américaine et les États de l'ancien bloc de l'Est a été le développement par Westinghouse de combustible pour les réacteurs russo-soviétiques de deuxième génération : VVER-1000 dès la décennie 2000, et VVER-440 plus récemment⁸⁹. L'entreprise, soutenue par l'administration américaine, a développé ses assemblages en collaboration avec Energoatom, l'exploitant ukrainien, qui devrait au cours de la décennie 2020 pouvoir se passer de son fournisseur russe historique. D'autres pays exploitant de tels réacteurs pourraient être des clients potentiels pour Westinghouse sur ce segment, notamment la Finlande, la République tchèque, la Slovaquie ou encore la Hongrie.

Des AP1000 en République tchèque ?

Une autre perspective possible s'ouvre en République tchèque alors que le pays a annoncé récemment qu'il s'engageait pour mener à bien le projet de construction de deux réacteurs de 1 000 à 1 200 MW sur la centrale de Dukovany. La puissance spécifiée semble impliquer que les compétiteurs en lice sont l'AP1000 américain, le VVER-1200 russe et le Hualong One chinois, voire même des versions moins puissantes de l'APR1400 coréen et de l'EPR français, qui étaient initialement aussi mentionnés pour ce projet⁹⁰. Le design retenu sera communiqué par le gouvernement tchèque et l'exploitant national CEZ en 2022, et cette compétition devrait donner lieu à un affrontement entre l'administration américaine, la Russie et la Chine, dans un pays membre de l'UE où les intéressés disposent de solides réseaux.

L'offensive SMR

Bien que les possibilités sur le court terme soient limitées par la nécessité de démontrer la viabilité économique des designs par la construction de centrales en Amérique du Nord, l'administration américaine compte sur les SMR, plus facilement finançables pour les pays hôtes, pour conquérir les futurs marchés, notamment européens.

Les efforts de promotion de la filière se sont multipliés récemment. Tout d'abord avec la tenue du US-EU High Level SMR Forum en

89. « South Ukraine 3 Clear for Operation with Westinghouse Fuel », *World Nuclear News*, 30 décembre 2019, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

90. « ČEZ Applies to Build Two New Units at Dukovany », *World Nuclear News*, 31 mars 2020, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

octobre 2019, où le Secrétaire américain à l'Énergie d'alors, Rick Perry, a rencontré plusieurs ministres et hauts fonctionnaires européens afin de mettre en valeur les développeurs américains. Mais aussi la conférence International Framework for Nuclear Energy Cooperation (IFNEC) de novembre 2019 qui s'est tenue à Washington D.C., et où les responsables américains ont fortement appuyé sur le thème « Bringing the world SMRs and advanced nuclear ».

Les industriels implantés en Amérique du Nord sont de plus encouragés et accompagnés pour signer le maximum de *Memorandums of Understanding* et à établir des contacts pour s'implanter chez les acheteurs potentiels. En voici la liste en mai 2020 :

- ▀ NuScale : Estonie, Roumanie, République tchèque, Ukraine et Jordanie
- ▀ GE-Hitachi : Estonie, République tchèque et Pologne
- ▀ Holtec : Ukraine et Inde
- ▀ Terrestrial Energy : Estonie
- ▀ Moltex : Estonie
- ▀ X-energy : Jordanie

Afin de motiver les gouvernements à être leur premier client sur le continent, ils promettent également à ceux-ci que la commande des premiers modules sera accompagnée de l'établissement d'un hub industriel qui fournira les modules pour leurs futurs projets en Europe et au Moyen-Orient. C'est par exemple le cas de Holtec qui propose d'établir ses usines en Ukraine si cette dernière décide de remplacer les deux VVER-400 de la centrale de Rovno (380 MWe chacun), qui doivent être arrêtés en 2030 et 2031, par des SMR-160⁹¹.

Contenir la Chine

Bien que la Russie soit une rivale, c'est la Chine qui inquiète le plus l'administration américaine, considérée comme une menace d'une tout autre magnitude à terme.

Dans le domaine nucléaire, l'influence chinoise commence à prendre forme sur la scène internationale avec certains projets s'inscrivant dans l'initiative *Belt and Road*. La construction de deux Hualong One au Pakistan (5 tranches prévues à terme), lancée en 2015, n'est en effet que le prélude de la réalisation des ambitions de la Chine.

91. « Consortium Established for SMR-160 Deployment in Ukraine », *World Nuclear News*, 12 juin 2019, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

La construction d'un Hualong One pourrait débuter en Argentine dans les mois qui viennent (mais les pressions américaines et la situation financière et économique sont très défavorables), et de gros efforts de promotion sont réalisés sur le continent africain pour développer l'énergie nucléaire sous pavillon chinois⁹².

Depuis le début de la guerre commerciale lancée par Trump en 2018, les États-Unis ont enclenché une politique d'endiguement de l'influence chinoise dans le secteur, avec pour mesure emblématique la mise sur l'Entity List (liste noire) de China General Nuclear (CGN), un des deux grands groupes nucléaires chinois, au prétexte d'espionnage industriel avec tentative de récupération de technologies et de savoir-faire américains à des fins militaires⁹³. Le placement de CGN sur liste noire interdit implicitement à tout acteur américain de commercer avec cette entreprise.

La pandémie de COVID-19 ayant encore plus dégradé les relations entre les deux pays, il est peu probable que la situation s'apaise prochainement. Le rapport récent du NFWG illustre d'ailleurs cette animosité accrue, citant l'endiguement de ce rival comme un des objectifs majeurs d'un retour en force des États-Unis sur le marché international des réacteurs.

Il s'agira de veiller à ce qu'aucune perturbation significative ne vienne parasiter les projets nucléaires impliquant conjointement la France et la Chine, notamment le bon avancement du projet Hinkley Point C, avec peut-être le lancement d'autres projets menés au Royaume-Uni⁹⁴. De même, les discussions pour la construction en Chine d'une usine de retraitement de type La Hague par Orano⁹⁵ pourraient crispier les autorités américaines.

92. Notamment en Afrique de l'Est, comme au Kenya ou au Soudan.

93. T. Hoyama et S. Tabeta, « US Adds China's Biggest Nuclear Company to "Entity List" », *Nikkei Asian Review*, 14 août 2019, disponible sur : <https://asia.nikkei.com>.

94. New Nuclear, *Electricity Info*, 17 mai 2020, disponible sur : <http://electricityinfo.org>.

95. « Xi and Macron Discuss Reprocessing Project », *World Nuclear News*, 27 mars 2019, disponible sur : <https://world-nuclear-news.org>.

Conclusion

Le secteur nucléaire américain, sous forte pression sur le marché de l'électricité et bénéficiant maintenant d'un appui croissant de l'administration Trump, a entamé les réformes nécessaires pour préserver l'atout majeur que représente son parc de réacteurs, ainsi qu'un changement de paradigme essentiel pour retrouver de la compétitivité.

Les réacteurs français et américains sont de technologies similaires et il pourrait y avoir des opportunités de coopération.

Si la France veut se réindustrialiser et se relancer après la pandémie, le maintien de la compétence nucléaire au plus haut niveau possible est indispensable pour sortir de la crise, selon EDF et la SFEN⁹⁶. Cet impératif est renforcé par la chute drastique des capacités pilotables en Europe liée aux sorties du charbon et du nucléaire de ses voisins, et l'opportunité d'exporter de l'électricité bas carbone grâce aux interconnexions qui devraient se développer. Le parc français est de plus un avantage indéniable pour une potentielle transition vers une économie de l'hydrogène.

Les États-Unis sont le premier partenaire français en matière de nucléaire, et les acteurs de la filière, tels que Framatome, Orano ou encore le CEA sont fortement implantés sur le territoire américain⁹⁷.

Un partenariat plus poussé constituerait certainement une voie prometteuse pour le développement de l'industrie nucléaire française sur le marché mondial et lui permettrait de diversifier son offre.

Ainsi, une implication française sur le projet VTR serait d'un grand intérêt pour valoriser l'expertise acquise sur les réacteurs au sodium, mais aussi pour engager un processus d'optimisation de l'utilisation de nos infrastructures de recherche respectives.

Sur le sujet critique des SMR, l'accélération de la collaboration entre la France et les États-Unis permettrait certainement de viser une mise en service de premiers réacteurs avant 2030, ce qui semble être une fenêtre à

96. Comme le rappellent Xavier Ursat et la SFEN : « Le nucléaire, moteur de relance », *Revue Générale Nucléaire*, 11 mai 2020, disponible sur : <https://www.sfen.org>.

97. À travers leurs filiales dynamiques et innovantes : Framatome Inc., en pointe sur le domaine du combustible (ATF, Métallique) et des services au parc installé, et Orano US, un leader dans la gestion du combustible usé et le démantèlement.

respecter pour avoir une chance d'émerger comme un acteur sur ce marché⁹⁸. Un modèle de SMR compétitif placerait la filière française en bonne position pour exporter ce type de réacteurs dans les prochaines décennies.

S'agissant des réacteurs à sels fondus, la dynamique américaine pourrait aussi bénéficier à l'émergence de partenariats fructueux pour la filière française. Par exemple, les travaux de pointe menés par TerraPower (qui est également sur le VTR) semblent prometteurs⁹⁹.

Enfin, en tant que premier exploitant nucléaire au monde, la filière française pourrait aussi se positionner sur certains projets pour intégrer « l'offre complète » ambitionnée par l'administration américaine¹⁰⁰ dans l'objectif d'accroître son développement international.

Les deux pays ont un intérêt mutuel très fort à accroître ainsi leurs liens. Pour les États-Unis, l'implication française pourrait être déterminante pour que sa filière revitalisée puisse assumer un nouveau leadership mondial. Pour la France, cette collaboration permettrait de conforter un positionnement à l'international sur les nouveaux segments du marché des réacteurs.

98. Rappelons que trois à quatre designs américains, ainsi que des modèles coréen (SMART), chinois (ACP-100) et russe (RITM-200), sont tous impliqués dans des projets de centrales pilotes devant être opérationnels entre 2025 et 2030.

99. « Molten Chloride Fast Reactor Technology », TerraPower, disponible sur : www.terrapower.com.

100. Ainsi que Orano si le gouvernement américain souhaite réellement proposer une offre comprenant du retraitement.



Institut français
des relations
internationales