

## Energie nucléaire : hors Chine, une relance mondiale encore timide

20/10/2024

Confidentiel

---

### Points-clé

*Treize ans après la catastrophe de Fukushima, le monde renoue progressivement avec l'énergie nucléaire : la Chine a engagé la construction d'un vaste parc de centrales pour devenir la seconde puissance électronucléaire, talonnant les Etats-Unis et devançant la France. Les nouvelles centrales se multiplient dans le reste du monde tandis que, du Japon aux Etats-Unis, les réacteurs fermés à la suite de l'accident ou pour motifs économiques rouvrent. Conséquence de la crise énergétique de 2022 et de la guerre en Ukraine, mais aussi des impératifs de décarbonation, plusieurs pays qui avaient décidé d'abandonner l'atome reviennent sur leur décision.*

*En dehors de la Chine, le nombre de nouvelles centrales inaugurées ou en construction est encore loin de retrouver les niveaux des années fastes du nucléaire, dans les années 1970 et 1980. Nécessitant des milliards USD d'investissements et des chantiers s'étalant parfois sur plus d'une décennie, la construction d'une centrale nucléaire reste un défi financier majeur dans la plupart des pays du monde. La filière subit aussi la concurrence féroce des énergies renouvelables, dont les installations de nouvelles capacités dépassent, année après année, les prévisions les plus optimistes.*

*La filière nucléaire espère se relancer grâce aux petits réacteurs modulaires, dits SMR. Mais, malgré l'engouement des géants américains de la tech (Google, Amazon, Microsoft...), confrontés aux besoins en électricité de leurs modèles d'intelligence artificielle, le développement commercial des SMR reste hypothétique. Un seul modèle de conception récente est en cours de mise en service, en Chine. Quant aux acteurs occidentaux, ils doivent encore démontrer leur maturité technologique et trouver des débouchés commerciaux.*

*La Russie et la Chine continueront donc de dominer, dans les prochaines années, le marché des nouveaux réacteurs. Ces deux acteurs, qui multiplient les chantiers sur leur sol, profitent aussi du désapprentissage des filières électronucléaires des Etats-Unis et de la France pour décrocher des contrats export. La Russie pourrait toutefois subir les conséquences des sanctions occidentales, qui désorganisent sa filière, tandis que quelques challengers émergent, comme le coréen KHNP.*

*Le retour en grâce de l'énergie nucléaire n'est pas sans conséquences sur le marché de l'uranium : malgré des projections en hausse, la production d'uranium pourrait peiner à rattraper la hausse de la demande. Face à la concentration de l'offre entre les mains d'une poignée d'acteurs, la sécurisation de leurs approvisionnements devrait également pousser les Etats à se tourner vers d'autres marchés, notamment pour la production d'uranium enrichi, un processus majoritairement maîtrisé par la Russie.*

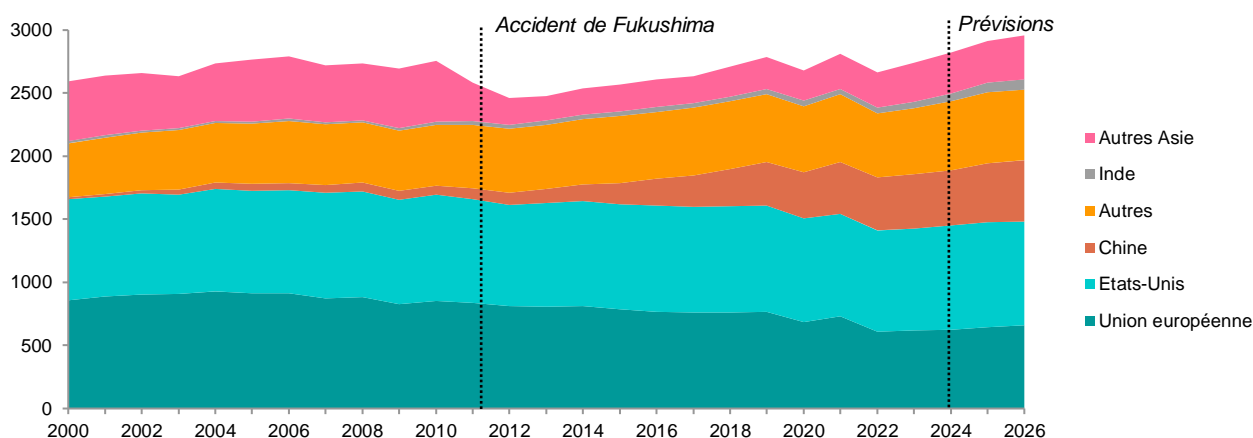
---

## 1. L'électronucléaire a retrouvé son niveau pré-Fukushima, grâce à la Chine

Depuis son développement dans les années 1950, l'énergie nucléaire civile a connu une croissance rapide, portée par les économies les plus avancées. De moins de 2% en 1970, la part du nucléaire dans la production mondiale d'électricité atteignait **plus de 17% au milieu des années 1990<sup>1</sup>** avant de progressivement diminuer au début des années 2000, du fait du développement d'autres énergies (gaz, renouvelables), la fermeture de réacteurs non remplacés, et la part croissante de pays peu nucléarisés dans la demande mondiale. **En mars 2011, l'accident nucléaire de Fukushima a donné un véritable coup d'arrêt à la filière : plusieurs pays ont décidé d'abandonner cette énergie jugée trop risquée.** La production mondiale d'électricité nucléaire, de 2629 TWh en 2010, a chuté à 2346 TWh en 2012<sup>2</sup>.

Mais la tenance est à nouveau favorable à l'atome : la **production électronucléaire mondiale a retrouvé en 2019 son niveau pré-Fukushima, avec 2788 TWh**, et devrait établir un record en 2024, à 2820 TWh (graphique 1), selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE). **Cette hausse est presque entièrement due à la croissance du parc chinois**, qui a plus que compensé les fermetures de centrales ailleurs dans le monde, essentiellement au sein de l'Union européenne. Insignifiante en 2000 (17 TWh), la production chinoise a été multipliée par 6 entre 2010 (74 TWh) et 2023 (433 TWh)<sup>3</sup>, et 56 réacteurs sont désormais opérationnels dans le pays.

**Graphique 1 : production d'énergie nucléaire par région (en TWh)**



Source : AIE

**Plusieurs facteurs expliquent ce récent retour en grâce.** La crise énergétique mondiale – exacerbée par le déclenchement de la guerre en Ukraine – a mis en lumière la dépendance accrue des Etats à leurs importations d'énergie fossile, sur fond de course à la neutralité carbone. **L'atome apparaît donc comme une source d'électricité capable de répondre à la fois aux impératifs de sécurité énergétique et de transition énergétique** : à l'inverse du solaire et de l'éolien, elle peut produire en continu. Par ailleurs, le souvenir des catastrophes de Tchernobyl (1986) et de Fukushima s'estompant, l'opinion publique se montre de moins en moins défavorable à cette technologie.

Pourtant, **la part du nucléaire dans la production mondiale d'électricité ne cesse de diminuer ; après être passée sous la barre des 10% en 2020, sa part atteignait 9,2% en 2022** (graphique 2) et devrait rester stable à son niveau actuel (9%) jusqu'en 2050<sup>4</sup>, selon l'AIE. Les autres sources d'énergie ont en effet progressé plus rapidement : gaz naturel d'abord, et plus récemment le solaire et l'éolien.

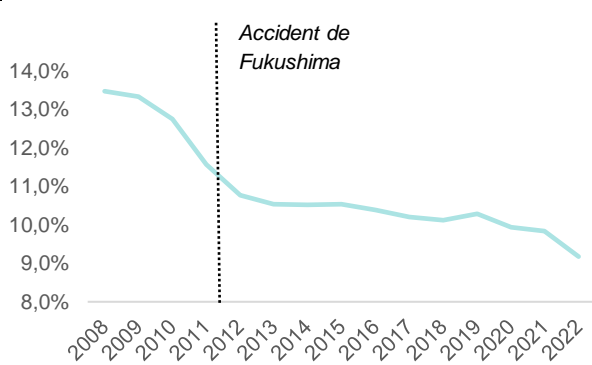
<sup>1</sup> AIE, [Electricity Information](#)

<sup>2</sup> IAEA, [Trend in Electricity Supplied](#)

<sup>3</sup> AIE, [Electricity 2024. Analysis and forecast to 2026](#), janvier 2024

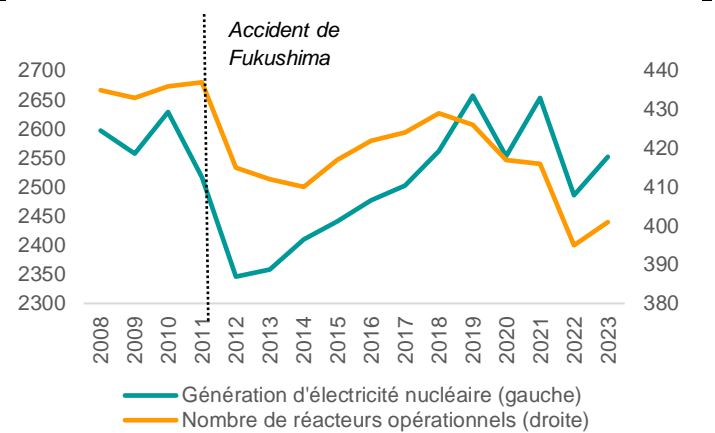
<sup>4</sup> AEF, [Comment expliquer le « grand come back » du nucléaire](#), décembre 2023

**Graphique 2 : part du nucléaire dans la production mondiale d'électricité (en %)**



Source : AIE

**Graphique 3 : génération d'électricité nucléaire (gauche, en TWh) et de réacteurs en activité (droite)**

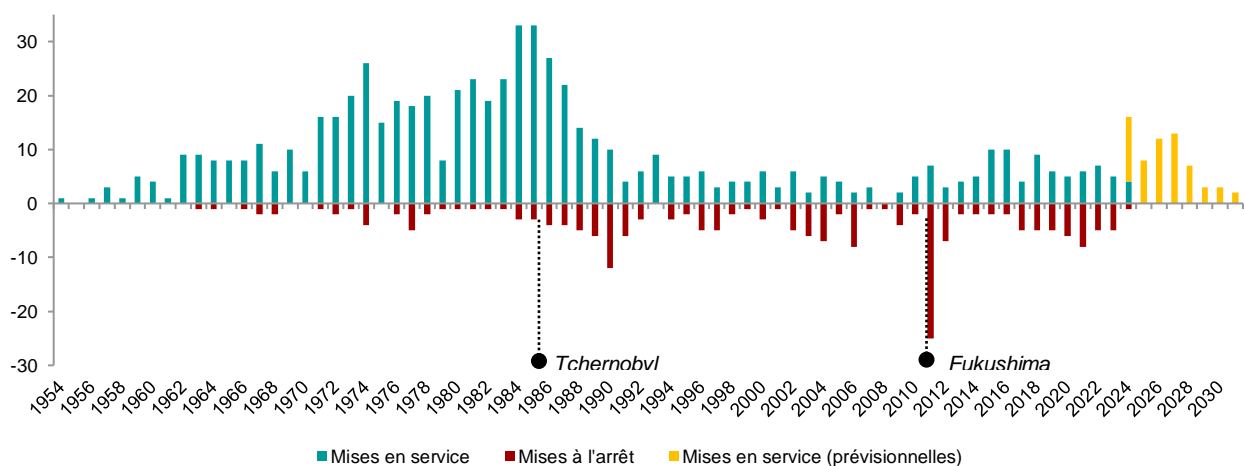


Source : IAEA

## 2. L'embellie devrait se poursuivre au moins jusqu'à la fin de la décennie

Cinq réacteurs ont atteint leur mise en service commercial en 2024, deux autres étant susceptibles de franchir ce cap d'ici la fin de l'année. La reprise de ces dernières années se confirme donc, tout en restant loin des prévisions très optimistes du World Nuclear Report (seize mises en services attendues dans le monde, graphique 4). Cette embellie devrait se poursuivre jusqu'à la fin de la décennie : environ 60 réacteurs commerciaux devraient voir le jour à travers le monde entre 2024 et 2031, pour une puissance installée totale de 64 GW, s'ajoutant aux quelque 371 GW déjà opérationnels fin 2023 (IAEA)<sup>5</sup> : **le parc nucléaire mondial va donc croître de plus de 17% dans les sept prochaines années**. Le rythme de construction reste toutefois **très en deçà des records des années 1970-1980**, lorsque le choc pétrolier de 1973 avait poussé les Etats-Unis et plusieurs pays européens à accélérer leur programme d'ouverture de centrales, tandis que l'URSS développait elle aussi son parc nucléaire civil.

**Graphique 4 : mises en service et fermetures de réacteurs (unités par an)**



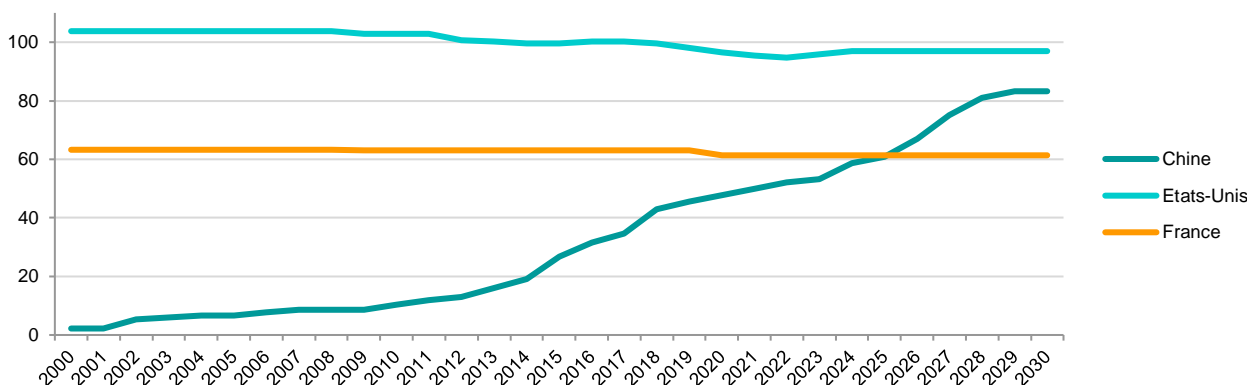
Source : données World Nuclear Report, visualisation GSA

<sup>5</sup> IAEA Releases Nuclear Power Data and Operating Experience for 2023, Agence internationale de l'énergie atomique, 20 août 2024

## 2.1. La Chine restera la locomotive de la croissance nucléaire mondiale

Comme durant la décennie passée, **la Chine occupera une place prépondérante dans la croissance future du parc électronucléaire** : elle doit se doter de **28 nouveaux réacteurs, soit 45% du total** des livraisons attendues à l'horizon 2030. La **puissance installée de son parc atteindra alors 83 GW, la plaçant à un niveau proche des Etats-Unis** (93GW de puissance projetée) – et lui permettant de détrôner l'actuel numéro deux mondial, la France (graphique 5).

**Graphique 5 : capacité électronucléaire installée en Chine à l'horizon 2030, en GW**



Source : données World Nuclear Report, analyse GSA

L'appétit inédit de la Chine pour l'énergie nucléaire est guidé avant tout par sa **volonté de sortir du « tout-charbon » pour sa production électrique**, tant pour tenir ses engagements internationaux de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> que pour combattre les pics de pollution qui touchent ses villes. Elle anticipe également l'électrification massive de nombreux secteurs, comme les transports terrestres. **Or, la Chine n'a pas souhaité substituer le charbon (pour lequel elle est autonome<sup>6</sup>) par du gaz naturel**, qui risquerait de la rendre dépendante des Etats-Unis, principal exportateur mondial de GNL.

En décembre 2011, la National Energy Administration (NEA) chinoise a d'abord fixé **l'objectif d'installer jusqu'à 300 GW d'énergie nucléaire en une à deux décennies**. Mais cet objectif s'est heurté à plusieurs obstacles, notamment la dépendance vis-à-vis des fournisseurs étrangers : à cette date, la majorité des réacteurs en fonctionnement dans le pays provenait encore des Etats-Unis, de Chine, de France ou du Canada. Par ailleurs, l'accident de Fukushima a poussé les autorités à suspendre les autorisations de construction de nouvelles centrales et à lancer une inspection de sécurité du parc existant.

Le treizième plan quinquennal (2016-2020), qui prévoyait pour la première fois de limiter la part du charbon dans le mix énergétique, a donc fixé un objectif plus réaliste : 58 GW à l'horizon 2020. Cette cible n'a pas été atteinte mais le plan quinquennal suivant (2021-2025) l'a encore relevée, la portant à 70 GW à la fin 2025. Là encore, Pékin sera légèrement en retard sur ses objectifs. **Entretemps, la Chine a assuré son autonomie technologique** : tous les réacteurs en cours de construction dans le pays sont *Made in China* : CAP1000 et CAP1400 (dérivés de l'AP1000 de Westinghouse), et surtout Hualong One (ou HPR1000), premier réacteur intégralement conçu en Chine. La construction, attendue d'ici 2026 – avec quelques années de retard sur le calendrier initial – de deux réacteurs à neutrons rapides CFR-600 lui permettront enfin de « fermer le cycle du combustible » : ces réacteurs dits surgénérateurs permettront de retraiter et réutiliser les combustibles usagés des centrales classiques. A l'exception de l'importation de minerai d'uranium, la Chine est donc en passe de maîtriser l'intégralité du cycle du combustible, de l'enrichissement à conversion en passant par le retraitement.

<sup>6</sup> Charbon : malgré une demande record de l'Asie, les prémices d'un déclin, Global Sovereign Advisory, avril 2024

## 2.2. Aux Etats-Unis, l'engouement porté par l'IA et les subventions sera-t-il durable ?

La relance du secteur nucléaire s'est imposée, ces derniers mois, comme une **thématique majeure du débat sur l'évolution du mix électrique des Etats-Unis**. La part du nucléaire dans la production électrique nationale tourne autour de 20% depuis la fin des années 1980, et le déclin du charbon a essentiellement profité au gaz naturel et, plus récemment, aux énergies renouvelables.

### 2.2.1 La tech s'entiche de l'atome

Mais les **besoins croissants des géants de la tech, accentués par leurs investissements massifs dans l'intelligence artificielle** (IA, qui exige des supercalculateurs et *datacenters* très énergivores) suscitent un regain d'intérêt pour le nucléaire. L'augmentation des besoins en électricité de ces infrastructures à l'horizon 2030 varie, selon les estimations, de +170% selon McKinsey<sup>7</sup> à plus de 300% selon Goldman Sachs<sup>8</sup>. Selon ce dernier, **les *datacenters* représenteront, à cette date, 11,7% de la consommation électrique totale des Etats-Unis, contre 3,7% en 2023**.

Alors que le développement de l'IA a fait bondir leurs émissions de carbone, les éloignant de leurs engagements « *net zero* », les géants de la tech ont jusqu'ici misé sur les renouvelables, via des contrats d'achat d'électricité solaire ou éolienne. Mais leur intermittence, et les longs délais de raccordement au réseau électrique, les ont incités à se tourner vers le nucléaire. Le 20 septembre 2024, **Microsoft a ainsi signé un contrat d'achat d'électricité sur 20 ans avec Constellation Energy, qui permettra le redémarrage de la centrale nucléaire de Three Mile Island, en Pennsylvanie**. Si plusieurs étapes administratives restent à franchir, ce contrat est symbolique : cette centrale avait été le théâtre du plus grave incident nucléaire du pays, en 1979 (qui avait concerné le réacteur n°2, qui restera fermé).

Les autres GAFAM ne sont pas en reste. Après avoir acquis en mars un centre d'hébergement cloud raccordé à une centrale nucléaire, **Amazon** a annoncé, le 16 octobre 2024, trois accords : deux contrats d'achat auprès d'opérateurs de réseau pour de l'électricité qui sera produite à partir de petits réacteurs modulaires (SMR, lire plus loin), et un investissement direct, d'un montant inconnu, dans la société X-Energy, qui développe un SMR<sup>9</sup>. Après avoir signalé son intérêt pour la fusion (théoriquement plus sûre que la fission, mais pas encore disponible commercialement) et les SMR<sup>10</sup> (lire plus bas), **Google** a officialisé, le 3 octobre 2024, son intérêt pour l'achat d'électricité nucléaire classique<sup>11</sup> et, le 14 octobre 2024, annoncé la signature d'un contrat d'achat d'électricité (*power purchase agreement*, PPA) avec la startup Kairos Power. L'accord porte sur 500 MW à l'horizon 2035, ce qui devrait être équivalent à la production de six à sept unités du petit SMR de Kairos Power (75 MW). **Apple** a ajouté le nucléaire à la liste des énergies qu'elle considère « propres »<sup>12</sup>. Le directeur scientifique de **Meta**, Yann LeCun, a évoqué l'intérêt d'implanter ses infrastructures IA à proximité de centrales nucléaires<sup>13</sup>. Enfin, **OpenAI** n'a pas fait d'annonces mais a présenté au gouvernement fédéral son projet de construire plusieurs *datacenters* de 5GW chacun, tandis que son patron Sam Altman tente de mettre sur pied une « coalition » pour investir dans les infrastructures, y compris énergétiques, nécessaires à l'IA<sup>14</sup>. Il est par ailleurs investisseur principal des startups **Helion Energy**(fusion) et **Oklo** (SMR).

### 2.2.2 Les subventions de l'ère Biden ont favorisé la relance du secteur

Le retour en grâce du nucléaire aux Etats-Unis s'explique aussi par la multiplication d'aides par l'administration Biden. Le **Civil Nuclear Credit Program**, qui fait partie de la Bipartisan Infrastructure Law (BIL), adoptée en 2019, **a permis de repousser la fermeture de deux réacteurs en Californie, prévue en 2024 et 2025, et devrait bénéficier à d'autres sites**. Parallèlement, l'Inflation Reduction Act (IRA, 2022), a introduit des **subventions spécifiques pour l'électricité nucléaire : 15 USD/MWh pour les centrales existantes, et 25**

<sup>7</sup> [How data centers and the energy sector can sate AI's hunger for power](#), McKinsey, 17 septembre 2024

<sup>8</sup> [AI is poised to drive 160% increase in data center power demand](#), Goldman Sachs, 14 mai 2024

<sup>9</sup> [Amazon signs agreements for innovative nuclear energy projects to address growing energy demands](#), communiqué de presse d'Amazon, 16 octobre 2024

<sup>10</sup> [Google Could Use Small Nuclear Reactors to Power Data Centers](#), Power Magazine, 24 septembre 2024

<sup>11</sup> [Google considers sourcing from nuclear power plants, says CEO Pichai](#), Nikkei, 3 octobre 2024

<sup>12</sup> [Apple 2030 – A Plan as Innovative as our Products](#), Apple, consulté le 09 octobre 2024

<sup>13</sup> [Is nuclear energy the zero-carbon answer to powering AI?](#), Financial Times, 3 octobre 2024

<sup>14</sup> [Altman Infrastructure Plan Aims to Spend Tens of Billions in US](#), Bloomberg, 4 septembre 2024

**USD/MWh** (ou un crédit d'impôt de 30% de l'investissement) **pour les nouvelles centrales**. Plus encore que le contrat avec Microsoft, cette aide a joué un rôle crucial dans la relance de *Three Mile Island* : la centrale avait fermé en 2019 car elle n'était plus compétitive avec l'éolien et le gaz naturel<sup>15</sup>. Enfin, Holtec va bénéficier d'un prêt dans le cadre de l'IRA pour redémarrer la centrale de Palisades (Michigan). Au moins deux autres réacteurs pourraient être redémarrés rapidement, selon l'administration américaine<sup>16</sup>.

### 2.2.3 Vents contraires

Mais cet engouement risque de se heurter à plusieurs écueils. **Les géants de la tech et de l'IA doivent assouvir très rapidement leurs besoins énergétiques**. Or les centrales nucléaires susceptibles d'être rouvertes rapidement se comptent sur les doigts d'une main, tandis que la construction de nouvelles unités prend des années : celle de Vogtle-3 et Vogtle-4 avait commencé en... 2009. La date de lancement commercial des premiers SMR reste, elle, très hypothétique. Par ailleurs, les besoins énergétiques de la tech à long terme sont incertains : les modèles informatiques de l'IA et les processeurs évoluent très vite. Leur efficacité énergétique devrait donc fortement s'améliorer, tandis qu'une partie des calculs a vocation à être décentralisée sur les appareils des usagers, réduisant les besoins en supercalculateurs.

Comme ailleurs dans le monde, la **relance du nucléaire sera aussi confrontée au record d'installation de capacités renouvelables** : l'Energy Information Administration (IEA)<sup>17</sup> estime que l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité généreront plus 20% d'électricité en plus en 2025 qu'en 2023<sup>18</sup>. Les seules nouvelles capacités solaires (123 TWh) devraient être supérieures à la hausse attendue de la demande (107 TWh).

Enfin, **si une victoire de Donald Trump à l'élection présidentielle de novembre 2024 pourrait remettre en cause les subventions liées à la BIL ou à l'IRA, le candidat républicain se dit en faveur d'une relance du nucléaire**.

### 2.3. En Europe, une volonté de relance qui doit encore se concrétiser

L'Europe de l'Ouest est le marché où le nucléaire a le plus reculé après Fukushima : **la capacité installée a chuté de 22% entre 2010 et 2024 (-27 GW), essentiellement en raison de la fermeture du parc allemand (-18 GW)**, un processus entamé en 2002, accéléré après Fukushima et qui a pris fin en 2023. La Belgique devait suivre la même voie, tandis que la France avait légiféré en 2014 pour réduire à 50% la part du nucléaire dans son mix électrique en 2025. **Mais la crise énergétique, puis la guerre en Ukraine, ont inversé la tendance**. La Belgique a ainsi repoussé de dix ans la sortie du nucléaire et la France a abandonné toute réduction, annonçant au contraire six nouveaux réacteurs à eau pressurisée de nouvelle génération (EPR2) – pas encore financés – potentiellement assortis de huit supplémentaires. La République tchèque, la Bulgarie, la Hongrie ou la Suède ont également annoncé des projets. Au total, **deux réacteurs nucléaires sont en cours de construction dans l'UE** (Flamanville en France et Mochovce-4 en Slovaquie) ; **douze autres sont programmés et financés, attendus pour la plupart d'ici fin 2030 (+13,5 GW)** ; et 45 autres sont envisagés à plus long terme (+28,3 GW)<sup>19</sup>, sans engagement ferme. Hors de l'UE, la Grande-Bretagne devrait mettre les deux réacteurs de Hinkley Point en service en 2030-2031.

Ce retour en grâce du nucléaire pourrait être accéléré par l'éventuelle **relance d'une partie du parc nucléaire allemand**. Ce scénario n'est plus si improbable : à l'approche des élections législatives de septembre 2025, l'union **CDU/CSU** (conservateurs) fait campagne sur ce thème, tandis que l'**AfD** (extrême-droite) est historiquement favorable au nucléaire. Même le **FDP**, membre de la coalition « vert-jaune-rouge » ayant présidé aux derniers arrêts de centrales, a appelé fin 2023 à suspendre leur démantèlement, pour conserver la possibilité de les rouvrir<sup>20</sup>. Techniquement, **la relance rapide d'au moins huit réacteurs (environ 10 GW)**

<sup>15</sup> Microsoft's Three Mile Island Deal Signals a Broader Nuclear Comeback, Wired, 24 septembre 2024

<sup>16</sup> US looks to resurrect more nuclear reactors. White House advisor says, Reuters, 8 octobre 2024

<sup>17</sup> Solar and battery storage to make up 81% of new U.S. electric-generating capacity in 2024, Energy Information Administration, 15 février 2024

<sup>18</sup> EIA: U.S. energy transition to speed forward through 2025, Institute for Energy Economics and Financial Analysis, janvier 2024

<sup>19</sup> Nuclear Power in the European Union, World Nuclear Association, 13 août 2024

<sup>20</sup> Allemagne: les libéraux remettent en cause l'arrêt du nucléaire, Le Point, 1<sup>er</sup> septembre 2023

est possible, selon une étude réalisée en juillet 2023 par le cabinet Radiant Energy Group<sup>21</sup> : le démantèlement de ces unités, les dernières à avoir été arrêtées, n'a pas commencé et leurs équipements principaux sont encore fonctionnels. Depuis, les opérateurs d'au moins cinq d'entre elles ont toutefois obtenu les autorisations de démantèlement auprès des Länder concernés. **Pour interrompre leur démantèlement, qui doit s'étaler jusqu'à 2035-2040 selon les sites, les partisans du redémarrage du parc nucléaire allemand devront obtenir la majorité au Bundestag en 2025 mais aussi dans les Länder concernés, lors d'élections échelonnées entre 2026 et 2028.**

## 2.4. Dans le reste de l'Asie, une embellie encore timide

### 2.4.1 Le Japon renoue avec l'atome, sans sauter le pas de nouvelles commandes

Plus d'une décennie après la catastrophe de Fukushima, **le Japon est fermement engagé dans la relance de son parc nucléaire**. Sur les 54 réacteurs opérationnels au moment de la catastrophe - tous fermés après celle-ci - **douze ont d'ores et déjà été relancés** (pour environ 11 GW de capacité) et **treize autres sont à diverses phases de réouverture** (12,6 GW) auxquels s'ajoutent **deux réacteurs en construction**, de 1,3 GW chacun. Conséquence : le parc nucléaire a produit 81 TWh d'électricité en 2023 : 50% de plus qu'en 2022, mais près de quatre fois moins qu'en 2010.

Le Japon n'a pas lancé la construction de nouveaux réacteurs : les deux chantiers en cours avaient été lancés avant Fukushima. Mais **chaque nouvelle administration s'avère plus pronucléaire que la précédente**. Alors que le gouvernement Abe et Shuga avaient limité autant que possible le recours au nucléaire, celui de Fumio Kishida a décidé, en février 2023, de maximiser son usage, dans le cadre de la stratégie de « transformation verte » du pays<sup>22</sup>. L'exécutif Ishiba, formé en octobre, a accentué ce virage, appelant à rouvrir autant de réacteurs que possible<sup>23</sup>. Alors que la consommation d'électricité décroît depuis plusieurs années, et que projections étaient régulièrement revues à la baisse, l'exécutif table désormais sur une reprise franche, en raison notamment d'un **grand nombre de projets d'usines de semi-conducteurs et de datacenters liés à l'IA**<sup>24</sup>. Le puissant ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie (METI), entend donc inscrire la relance du nucléaire dans le marbre du 7<sup>ème</sup> Plan stratégique énergétique du Japon, en cours d'élaboration<sup>25</sup>.

### 2.4.2 En Inde, une hausse notable mais qui reste faible au regard des besoins du pays

L'Inde a jusqu'à présent largement manqué ses objectifs de développement du nucléaire : la capacité des 23 réacteurs de la **Nuclear Power Corporation of India Ltd (NPCIL**, qui a le monopole sur la construction et l'exploitation de centrales nucléaires), ne dépasse pas 8 gigawatts, contre... 63 GW envisagés par le douzième plan de développement de 2012. Le groupe public devrait pratiquement tripler sa capacité installée d'ici 2032 **avec huit réacteurs supplémentaires (6,8 GW)**, une moitié fournie par le russe Rosatom et l'autre de conception indienne. Et il a lancé la **construction en série de 10 réacteurs supplémentaires** de 700 MW chacun. La construction des deux têtes de série, Kaiga 5 et 6, a commencé<sup>26</sup> même si l'objectif d'achever les dix exemplaires d'ici 2030<sup>27</sup> paraît optimiste.

L'atome continuera toutefois de ne représenter qu'une infime portion des besoins électriques nationaux : au mieux 21,8 GW en 2032, contre des pics de demande attendus à 334 GW en 2030<sup>28</sup>. Pour combler ce déficit, la NPCIL tente depuis peu d'enrôler le secteur privé. Elle a proposé un partenariat public-privé à des grands groupes (Tata Power, Adani, Vedanta, Reliance Industries...) pour financer de centrales à hauteur de 26

<sup>21</sup> [Restart of Germany's nuclear reactors : can it be done ?](#), Radiant Energy Group, juillet 2023

<sup>22</sup> [Promotion or Regulation? Blurred Lines in Japan's Nuclear Energy Policy](#), Nippon.com, 15 février 2024

<sup>23</sup> [New Economy Minister Calls For 'As Many Reactor Restarts As Possible'](#), Nucnet, 2 octobre 2024

<sup>24</sup> [Japan's 7th Strategic Energy Plan: Toward merging Carbon Neutral and the Circular Economy approaches](#), Mitsubishi Research Institute, 23 août 2024

<sup>25</sup> [Is the Plan to Build New Nuclear Power Plants as Part of GX Efforts Realistic?](#), Renewable Energy Institute, 15 août 2024

<sup>26</sup> [Kaiga steam generator arrive on site](#), World Nuclear News, 7 août 2024

<sup>27</sup> [India goes for "fleet mode" construction](#), Nuclear Engineering International, 23 octobre 2019

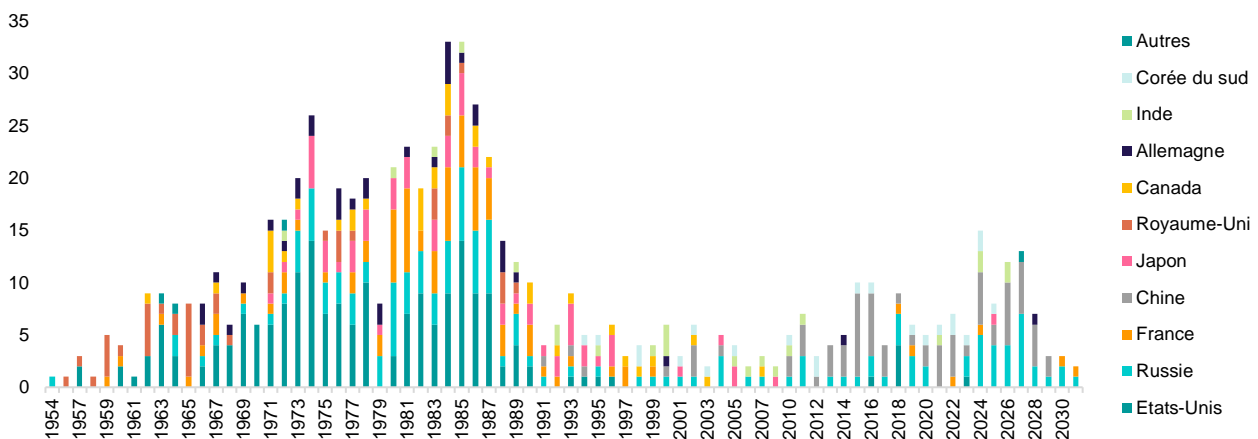
<sup>28</sup> [Report On Optimal Generation Capacity Mix For 2029-30](#), Central Electricity Authority, 2023

milliards USD<sup>29</sup>. L'exécutif a aussi proposé des projets de joint-venture entre NPICL et des groupes industriels pour construire des SMR de 220 MW<sup>30</sup>. Ces annonces n'ont pas encore eu de suites concrètes.

### 3. Un solide duopole sino-russe sur les nouvelles livraisons

Dominée durant plusieurs décennies par les industriels occidentaux – principalement américains, français et dans une moindre mesure canadiens – la construction de réacteurs nucléaires, sur les marchés domestiques comme à l'export, est désormais soumise à un véritable duopole russo-chinois.

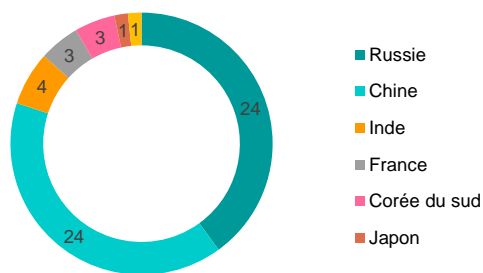
Graphique 6 : livraisons de nouveaux réacteurs, par nationalité du fournisseur



Source : données World Nuclear Report, visualisation GSA

Cette situation devrait perdurer dans les années à venir : sur la soixantaine de réacteurs commerciaux dont la livraison est prévue à travers le monde entre 2024 et 2031, **24 seront fournis par la Russie** – principalement à travers Rosatom – **et autant par les divers acteurs du nucléaire chinois** (CGN, CNNC et SPIC).

Graphique 7: Livraisons de nouveaux réacteurs, 2024-2031, par nationalité du fournisseur



Source : données World Nuclear Report, visualisation GSA

#### 3.1. Désormais autosuffisante, la Chine se tourne vers l'export

Si Pékin dépend encore en partie de l'américain Westinghouse pour la construction de quelques centrales (lire ci-dessus) l'entrée en service du *Hualong One* en 2021 illustre l'émancipation du pays en matière électronucléaire : ce réacteur à eau pressurisée est considéré comme le **premier réacteur de troisième génération chinois entièrement de conception chinoise**, même si quelques éléments d'instrumentation et de contrôle restent fournis par Areva (France) et Siemens (Allemagne).

<sup>29</sup> Exclusive: India seeks \$26 billion of private nuclear power investments, Reuters, 21 février 2024

<sup>30</sup> It's time for India to unleash private investment in nuclear energy, Nikkei Asia, 29 août 2024



Ce modèle est la clé de voûte des ambitions nucléaires civiles de Pékin : depuis sa première mise en service, cinq autres ont été livrés et onze autres sont en construction en Chine. Ce volume permet à CGN et CNNC, qui ont codéveloppé ce modèle, de jouer sur les **économies d'échelle** pour limiter les délais de livraison et les coûts de construction. Le coût unitaire d'un réacteur de 1GW est estimé entre 3 et 3,5 milliards USD environ<sup>31</sup>. Cette « sérialisation » permet désormais à la Chine d'espérer engranger des contrats exports : deux premiers ont été mis en route au Pakistan en 2021 et 2022 et un troisième a été mis en chantier par CNNC en 2023<sup>32</sup>. Reste à concrétiser les prospects commerciaux de Hualong One ailleurs dans le monde : en Arabie saoudite, où la concurrence avec les Etats-Unis sera vive ; en Argentine, où l'élection de Javier Milei pourrait remettre en cause la finalisation du contrat Atucha III<sup>33</sup> ; en Turquie ; etc.

### 3.2. La prédominance russe sera-t-elle remise en question par les sanctions ?

Acteur majeur de l'électronucléaire depuis les années 1970, le groupe d'Etat russe **Rosatom a mieux négocié le virage post-Fukushima que ses concurrents occidentaux** : il a conservé un carnet de commandes relativement dynamique, grâce à des contrats en Russie, en Biélorussie, la Chine et en Inde. Surtout, le groupe a décroché des marchés majeurs hors de sa sphère d'influence traditionnelle, parfois face à une forte concurrence internationale : c'est lui qui a remporté les mégacontrats d'El Dabaa (Egypte) et d'Akkuyu (Turquie), avec quatre réacteurs chacun, mais aussi celui de Roopur, au Bangladesh.

A domicile comme à l'export, les centrales Rosatom emploient toutes des variantes du réacteur de troisième génération VVER-1200, ce qui permet au groupe public de jouer lui aussi sur les économies d'échelle : son coût est estimé à environ 3 milliards USD, comparable au Hualong One chinois<sup>34,35</sup>.

Mais les **sanctions occidentales qui frappent la Russie depuis son invasion de l'Ukraine en février 2022 pourraient mettre en danger le modèle russe du nucléaire à l'export**. Pour l'heure, Rosatom a subi une seule annulation de contrat (Hanhikivi 1, en Finlande<sup>36</sup>) et a pu mener à bien ses contrats européens signés avant-guerre. En Slovaquie, Mohcovce-3 est entré en service en 2023 et Mohcovce 4 est en construction. La Hongrie n'a pas remis en cause le contrat d'extension de sa centrale Paks ; le chantier doit démarrer en 2025. Cependant, **Rosatom n'a signé aucun nouveau contrat ferme à l'étranger depuis février 2022, et les sanctions occidentales perturbent certains projets emblématiques, comme celui d'Akkuyu**, où le refus de Siemens de livrer certains matériels a retardé le chantier d'un an au moins et obligé Rosatom à se tourner vers des fournisseurs chinois<sup>37</sup>.

Surtout, le conflit met à mal l'une des clés du succès de Rosatom : sa capacité à proposer des contrats intégrant la fourniture de combustible nucléaire à long terme et à des conditions favorables, grâce à sa prédominance sur le marché du raffinage (lire chapitre 5.2.2). Or le **conflit russo-ukrainien a poussé plusieurs Etats, équipés de réacteurs Rosatom, à se tourner en urgence vers d'autres fournisseurs de combustible** (Westinghouse, Orano, Urenco...) : l'Ukraine bien sûr, mais aussi la Bulgarie, la Finlande, la République tchèque, la Slovaquie, etc. L'UE a lancé deux programmes, dirigés par Westinghouse (APIS, 2023) et Framatome (SAVE, 2024), pour développer des chaînes d'approvisionnement alternatives au combustible russe<sup>38</sup>.

### 3.3. KHNP en position d'outsider, Framatome et Westinghouse cherchent à rebondir

Si la domination russo-chinoise sur le marché de la construction de réacteurs nucléaires a peu de chances d'être remise en cause à court terme, **Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP)** pourrait émerger comme un challenger. Le groupe sud-coréen a construit seize des vingt-huit centrales de son pays d'origine et doit y livrer quatre nouveaux réacteurs d'ici à 2033. **Cette relance des commandes domestiques a permis à KHNP**

<sup>31</sup> [Nuclear Power in China](#), World Nuclear Association, 14 août 2024

<sup>32</sup> [Exportation d'une nouvelle unité nucléaire de Hualong One au Pakistan](#), Xinhua News, 16 juillet 2023

<sup>33</sup> [Más cerca de Estados Unidos: Milei buscaría cancelar el proyecto de Atucha III con financiamiento chino](#), Política Argentina, 5 avril 2024

<sup>34</sup> [Russian nuclear power: Convenience at what cost?](#), Bulletin of the Atomic Scientists, 2015

<sup>35</sup> [Case Study of the VVER Project at Tianwan, China](#), Agence de l'énergie nucléaire, 2014

<sup>36</sup> [Finnish group ditches Russian-built nuclear plant plan](#), Reuters, 2 mai 2022

<sup>37</sup> [Turkish nuclear plant delayed by withheld Siemens parts, China to supply](#), Reuters, 11 septembre 2024

<sup>38</sup> [A new Euratom project will help diversify nuclear fuel supply](#), Commission européenne, juin 2024

**d'engranger ses premiers marchés à l'export** : c'est lui qui a fourni les quatre réacteurs de la centrale de Barakah (5,6 GW) aux Emirats arabes unis, entrés en service entre 2020 et 2024. Depuis, KHNP cible l'Europe, où il est confronté à la concurrence de Westinghouse. Le groupe américain a enclenché des procédures judiciaires contre les contrats attribués à KHNP en Pologne en 2023 et en République tchèque en juillet 2024, arguant que le groupe coréen utilise ses technologies et qu'il doit, pour les exporter, obtenir son approbation et une licence du gouvernement américain.

Quant aux ex-leaders occidentaux du nucléaire, Framatome et Westinghouse, ils vont devoir retrouver leur compétitivité, après avoir enchaîné les échecs industriels. **La mise en service, en 2018 et 2019, des deux réacteurs EPR de Taishan (Chine) a signé le redémarrage de la filière électronucléaire française**, qui n'avait plus construit de centrale nucléaire depuis celle de Civaux (France) en... 1999. Ce chantier a été plutôt maîtrisé : les deux unités ont été livrées pour 12,5 milliards € environ, un dépassement de « seulement » 60% environ par rapport au budget initial<sup>39</sup>, et un an de retard. Le chantier, mené par EDF (qui a racheté en 2018 Areva NP, devenu Framatome) avec deux partenaires chinois, CGN (51%) et Yudean (30%) a permis de valider la technologie EPR, même si l'exploitant a dû arrêter à deux reprises, et pendant plusieurs mois, le réacteur n°1, en raison de ruptures de gaines de combustible et des problèmes de corrosion<sup>40</sup>.

Malgré ce succès, **le tandem EDF-Framatome ne semble pas avoir bénéficié d'une courbe d'apprentissage pour les réacteurs EPR lancés ultérieurement**. Olkiluoto-3 (Finlande) a été livré en 2023 avec neuf ans de retard, tandis que celle de Flamanville (France) devrait franchir ce cap cette année, douze ans après la date prévue. Pour ces deux chantiers d'EPR, Framatome a été confronté à des **dépassements de budget colossaux** : Olkiluoto a coûté environ 11 milliards €, contre 3,2 milliards € initialement annoncés<sup>41</sup>. Flamanville a coûté encore plus cher : 13,2 milliards €, et même 19,1 milliards € selon la Cour des comptes française, soit 4 à 6 fois plus que le budget initial. **Ces dérapages ont été en partie compensés par l'Etat français** à travers des recapitalisations de Framatome (2 milliards €) et d'EDF (5,1 milliards € entre 2017 et 2022). Or les problèmes rencontrés à Olkiluoto et Flamanville se sont répétés en Grande-Bretagne, où les deux réacteurs de Hinkley Point, débutés en 2018, devraient être livrés entre 2029 et 2031, avec quatre ans de retard, et un coût évalué entre 36,2 et 39,7 milliards €, contre 21 milliards € prévus.

**La filière nucléaire américaine est confrontée au même problème de perte de compétence** : avant la livraison des Vogtle-3 et Vogtle-4 en 2023 et 2024, elle n'avait plus livré de nouvelle unité aux Etats-Unis depuis 1996, Westinghouse se contentant de contrats en Chine. Ces deux réacteurs ont été mis en service avec sept ans de retard et coûté environ 30 milliards USD, près de 75% de plus que prévu<sup>42</sup>. Ce chantier a été à l'origine de la faillite de Westinghouse en 2017. Ces déboires ont été mis sur le compte d'un mauvais choix de partenaires pour le volet BTP et l'incapacité d'un sous-traitant, **Shaw**, à assurer la préfabrication en série de certains éléments des réacteurs AP1000<sup>43</sup>. **Westinghouse n'a aucun chantier en cours, mais son carnet de commandes pourrait se remplir** : il devrait obtenir la construction de quatre réacteurs en Chine<sup>44</sup>, attend la confirmation d'un contrat pour la réalisation de la première centrale de Pologne<sup>45</sup>, et pourrait remplacer KHNP en Slovaquie<sup>46</sup>. A plus long terme, il espère construire jusqu'à neuf réacteurs en Ukraine<sup>47</sup>.

<sup>39</sup> La filière EPR : rapport thématique, Cour des comptes, 2020

<sup>40</sup> Retards, surcoûts, déboires: les dates-clés des réacteurs EPR, AFP, 2 septembre 2024

<sup>41</sup> The World Nuclear Industry Status Report, 2019

<sup>42</sup> Georgia nuclear rebirth arrives 7 years late, \$17B over cost, AP 25 mai 2023

<sup>43</sup> How two cutting edge U.S. nuclear projects bankrupted Westinghouse, Reuters, 2 mai 2017

<sup>44</sup> The US' Westinghouse will supply four nuclear reactors for two projects in China, Enerdata, 2 septembre 2024

<sup>45</sup> Westinghouse and Bechtel Welcome Investment in Poland's First Nuclear Power Plant, communiqué de presse Westinghouse, 24 septembre 2024

<sup>46</sup> Westinghouse Protests Czechia Nuclear Tender Decision, communiqué de presse Westinghouse, 2 août 2024

<sup>47</sup> Westinghouse Congratulates Energoatom on Start of AP1000@ Work at Khmelnytskyi NPP, communiqué de presse Westinghouse, 15 avril 2024

## 4. Une relance franche du nucléaire nécessitera une rupture majeure

### 4.1. Le nucléaire est devenu l'une des sources d'électricité les plus chères

Quel est le coût d'un mégawattheure (MWh) d'électricité d'origine nucléaire ? Il n'existe pas de réponse unique à cette question : **le coût actualisé de l'électricité** (LCOE, c'est-à-dire prenant en compte l'ensemble des coûts sur la totalité du cycle de vie de la centrale) **issue d'une nouvelle centrale nucléaire dépend de nombreux paramètres : financement, coûts de construction, structure du marché électrique, etc.**

#### 4.1.1 Un prix de l'électricité déterminé principalement par les CAPEX

Les investissements requis pour la construction d'une centrale nucléaire se comptent en milliards USD, et les chantiers s'étalent sur plusieurs années. **Les coûts de capital (CAPEX) nécessaires à la construction représentent donc une part importante du LCOE final**, tandis que les coûts d'exploitation (OPEX : combustible, personnel, maintenance...) sont faibles : le contraire d'une centrale thermique, où l'achat de combustible représentera l'essentiel des coûts sur la durée de vie de l'équipement.

Le poids du CAPEX est donc un élément déterminant pour expliquer la différence du LCOE final dans différents marchés : il est faible dans des pays tels que la Russie, la Chine ou la Corée du sud, en raison de coûts de main d'œuvre plus faibles et bénéficient d'une base d'expertise forte ; à l'inverse, **aux Etats-Unis ou en Europe, les salaires élevés et les coûts induits par le « réapprentissage » des chantiers nucléaires (formation, retards, pièces défectueuses) augmente les coûts de production.** Le LCOE final varie du simple au double selon les pays, d'après les estimations de l'Agence pour l'énergie nucléaire (NEA, dépendante de l'OCDE).

**Tableau 1: Part des CAPEX des OPEX le LCOE de l'électricité nucléaire, USD/MWh**

	CAPEX	OPEX, dont :		LCOE	Poids du CAPEX
		Exploitation et maintenance	Combustible		
<b>Etats-Unis</b>	50.32	11.6	9.33	71.25	71%
<b>France</b>	47.51	14.26	9.33	71.1	67%
<b>Chine</b>	29.6	26.42	10	66.01	45%
<b>Russie</b>	26.88	10.15	4.99	42.02	64%
<b>Japon</b>	46.92	25.84	13.92	86.67	54%
<b>Corée du Sud</b>	25.54	18.44	9.33	53.3	48%
<b>Inde</b>	32.89	5.43	9.33	47.64	69%
<b>Slovaquie</b>	82.8	9.71	9.33	101.84	81%

Source : NEA. Chiffres pour le taux d'escompte moyen (7%)

L'importance des coûts de capitaux a aussi pour conséquence que **les conditions de financement influent fortement sur le coût du projet, et donc sur le LCOE final** : selon les modèles de la NEA, le taux d'escompte, ou *discount rate*, c'est-à-dire le coût du crédit à court terme (lui-même lié aux taux directeurs des banques centrales), entraîne des différences notables du LCOE (tableau 2).

**Tableau 2 : évolution du LCOE, en USD/MWh, selon différents taux d'escompte**

Taux d'escompte :	3%	7%	11%
<b>Etats-Unis</b>	43.9	71.25	108.85
<b>France</b>	45.27	71.1	106.61
<b>Chine</b>	49.92	66.01	88.13
<b>Russie</b>	27.41	42.02	62.11
<b>Japon</b>	61.16	86.67	121.73
<b>Corée du Sud</b>	39.42	53.3	72.39
<b>Inde</b>	29.77	47.64	72.22
<b>Slovaquie</b>	57.61	101.84	162.75

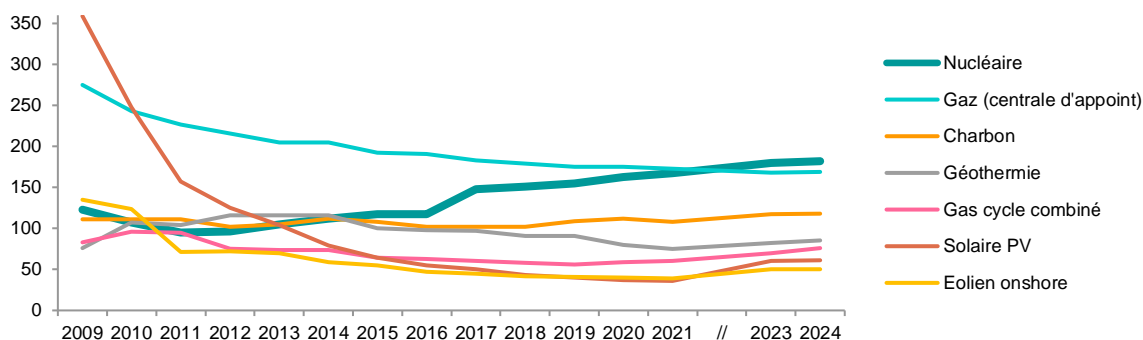
Source : NEA

#### 4.1.2 Une hausse des coûts généralisée, à l'exception de la Chine

Selon la NEA, les coûts des centrales nucléaires neuves ont **considérablement augmenté dans les pays de l'OCDE** : d'un peu plus de 2 millions USD/MWh en 2010 à plus de 5,5 millions USD/MWh en 2020, chiffre qui devrait redescendre à 5 millions USD/MWh à l'horizon 2025-2030, selon ses prévisions<sup>48</sup>. L'agence impute cette inflation au **difficile « réapprentissage » de l'industrie nucléaire dans de nombreux pays qui n'ont plus bâti de centrale depuis des décennies : formation, chaînes d'approvisionnement, etc.** Le **rehaussement des normes de sécurité**, suite à la catastrophe de Fukushima, est un autre facteur d'explication.

Aux Etats-Unis, le LCOE du nucléaire s'établit désormais à 184 USD/MWh, contre 123 USD/MWh en 2009. Selon la banque, **le nucléaire est la source d'électricité dont le coût a le plus augmenté, au point de devenir la plus chère** (graphique 8), en raison d'une **hausse des taux d'intérêt directs**, mais aussi parce que ces données sont fondées sur la construction des réacteurs Vogtle-3 et Vogtle-4, livrés en 2023 et 2024 avec d'importants surcoûts<sup>49</sup>.

**Graphique 8 : Coût actualisé de l'électricité (LCOE) aux Etats-Unis, en USD/MWh**



Source : Lazard Levelized Cost of Energy, version juin 2024

Aucun historique du LCOE nucléaire n'est disponible pour le marché européen, mais **les dérapages budgétaires majeurs des dernières centrales livrées (Olkiluoto-3, Flamanville, Hinkley Point) laissent supposer une inflation similaire, voire supérieure, à celle des Etats-Unis**. Le LCOE calculé par la NEA pour la France (tableau 2) est d'ailleurs pratiquement identique à celui des Etats-Unis.

Avec un LCOE estimé à 66 USD/MWh, **la Chine a pour l'instant réussi à éviter toute hausse du coût de l'électricité nucléaire** ; et le grand nombre de nouvelles constructions prévues devraient lui permettre d'éviter tout « désapprentissage » nucléaire et de conserver ce niveau jusqu'à 2050 : à cet horizon, l'IEA prévoit un LCOE pratiquement inchangé, à 65 USD/MWh<sup>50</sup>. La structure du marché est par ailleurs très différente en Chine, où le prix d'achat de l'électricité d'origine nucléaire, inchangé depuis 2013, permet, en garantissant les revenus futurs des exploitants de dérisquer l'investissement et donc de diminuer le coût du crédit.

Quel que soit le marché considéré, en revanche, le **prolongement de la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire** permet d'obtenir des coûts d'électricité très concurrentiels. Sa construction étant déjà amortie, les seuls coûts sont ceux de l'exploitation et, d'une éventuelle remise à niveau du réacteur. Dans tous les pays inclus dans ses estimations (Etats-Unis, France, Suisse et Suède), **la NEA évalue le LCOE d'une telle centrale aux alentours de 30 USD/MWh, un niveau comparable à celui des énergies renouvelables sur ces marchés**. A travers le monde, **de nombreux opérateurs cherchent donc à prolonger la durée de vie**

<sup>48</sup> [Projected costs of generating electricity, 2020 Edition](#), p 146, Agence de l'énergie nucléaire, 2020

<sup>49</sup> [The World Nuclear Industry Status Report, 2023](#)

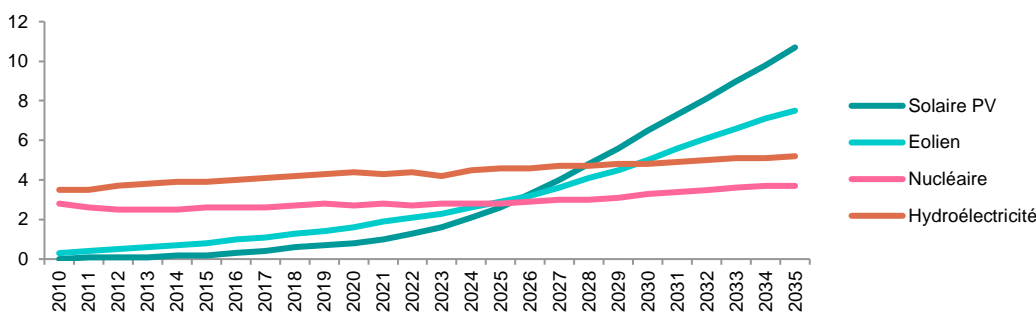
<sup>50</sup> [Staggering rise of clean energy in China a wake-up call to Australia – including on nuclear](#), Renew Economy, 30 avril 2024

**de leurs centrales.** Aux Etats-Unis, six réacteurs ont vu leur durée d'exploitation portée à 80 ans (contre 40 initialement)<sup>51</sup> par la Nuclear Regulatory Commission (NRC), et plusieurs dizaines d'autres devraient suivre<sup>52</sup>. La Russie a elle aussi étendu la durée de vie d'au moins 24 réacteurs<sup>53</sup>, et le débat est aussi engagé en France - où près de la moitié du parc est âgé de plus de 40 ans<sup>54</sup> - et dans d'autres pays. La rentabilité de ces prolongements explique aussi la **remise en service de centrales fermées** au Japon aux Etats-Unis, et peut-être bientôt en Allemagne (lire ci-dessus).

#### 4.1.3 La lame de fond des renouvelables, une menace structurelle

Les records d'installation de nouvelles capacités renouvelables, en particulier photovoltaïques, à travers le monde, sont de nature à remettre en question les projets de relance de l'énergie nucléaire. L'AIE estime ainsi que **5500 GW de capacité renouvelable (solaire, vent, hydroélectricité) additionnelle seront ajoutés dans le monde d'ici 2030<sup>55</sup>, contre... 45 GW environ de nouvelle capacité nucléaire.** A cette date, l'AIE estime que le monde produira environ 16 000 TWh d'électricité renouvelable par an, près de deux fois plus qu'en 2023. Là encore, la part du nucléaire restera faible : environ 3300 TWh (graphique 9).

**Graphique 9 : prévisions de production annuelle d'électricité, par source, en milliers TWh/an**



Source : AIE

Le développement des énergies renouvelables est d'autant plus préoccupant pour la filière nucléaire que les **coûts continuent de diminuer**, du moins pour l'énergie solaire : le prix des modules photovoltaïques a encore baissé de 45% entre septembre 2023 et septembre 2024<sup>56</sup>, y compris pour les modèles les plus efficaces.

La comparaison des coûts de l'électricité nucléaire et renouvelable est compliquée par l'hétérogénéité du LCOE nucléaire à travers le monde. Les données de la NEA pour quelques marchés (tableau 3) montrent toutefois que le **LCOE des renouvelables est généralement très inférieur à celui du nucléaire**, et parfois même **compétitif à celui de centrales dont la durée de vie a été prolongée**. Selon Lazard, le LCOE du solaire ou de l'éolien aux Etats-Unis est trois à quatre fois moins élevé que celui du nucléaire, respectivement.

**Tableau 3 : LCOE comparés du nucléaire, de l'éolien et du solaire, USD/MWh**

	Eolien onshore	Eolien offshore	Solaire PV (centrale)	Nucléaire (nouvelle centrale)	Nucléaire (extension de durée de vie)
<b>France</b>	56.08	89.82	33.94	71.1	30.65
<b>Chine</b>	58.43	81.86	50.78	66.01	N/A
<b>Etats-Unis</b>	39.02	65.62	34.59	71.25	33.25

Source : NEA

<sup>51</sup> License Renewal and Long-Term Operation (LTO) of Nuclear Power Plants, Jensen Hughes, 10 octobre 2024

<sup>52</sup> Nuclear Power in the USA, World Nuclear Association, 27 août 2024

<sup>53</sup> Russian Federation Nuclear Power Profile, AIEA, 2021

<sup>54</sup> Nucléaire : une nouvelle concertation publique sur la prolongation de la durée de vie des réacteurs, Le Monde, 18 janvier 2024

<sup>55</sup> Renewables 2024, analysis and forecast to 2030, Agence internationale de l'énergie, octobre 2024

<sup>56</sup> PVXchange Price Index, September 2024

**Le nucléaire conserve, pour l'instant, l'avantage de délivrer du courant en permanence**, par opposition à l'intermittences des renouvelables. **Mais le développement des batteries de stockage sur réseau (BESS), qui permet de lisser cette intermittente, pourrait remettre en cause cet argument** : là encore, les coûts diminuent rapidement et les installations dépassent, année après année, toutes les prévisions. BloombergNEF évalue désormais à 1,87 TWh la capacité de stockage cumulée installée à l'horizon 2030<sup>57</sup>. En supposant que ces batteries effectuent un cycle de charge-décharge complet par jour, les BESS livreraient, en 2030, **682 TWh d'électricité par an aux réseaux électriques à travers le monde**.

#### 4.2. Les SMR concentrent les espoirs de la filière comme de leurs clients

Face à la difficile équation financière et technique des réacteurs traditionnels, startups et industriels établis font le parti des petits réacteurs modulaires, dits SMR (*Small modular reactor*), que l'AIEA définit comme des **réacteurs avancés d'une puissance électrique inférieure à 300 MW**, suffisamment petits pour que ses composants et sous-systèmes puissent être fabriqués en usine et transportés jusqu'au site d'installation finale.

Sur le papier, les SMR cumulent les avantages. La production en série doit permettre d'obtenir des économies d'échelle, de limiter les temps de construction et de simplifier la logistique des chantiers. Plus petits, ils peuvent être installés au plus près de la demande, limitant les coûts de raccordement au réseau. Modulaires, ils peuvent être installés progressivement, en fonction de la demande. La plupart des designs proposés sont enfin censés être intrinsèquement plus sûrs que les réacteurs traditionnels : évacuation passive de la chaleur, fonctionnement à basse pression, autoconfinement du cœur en cas d'incident, etc.<sup>58</sup>

**Le créneau des SMR est donc en effervescence** : l'AIEA recensait plus de **80 modèles en développement en 2022**<sup>59</sup>. Rien qu'aux Etats-Unis, au moins quatre startups travaillent à la conception de SMR, en plus des acteurs établis. En France, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) suit les dossiers de neuf startups et de NuWard, filiale du groupe EDF. Dans le détail, cependant, **l'émergence de SMR commercialement viables est encore loin d'être acquies**. Le premier exemplaire du Linglong One (ou ACP-100) chinois, de 125 MW, devrait devenir opérationnel sur l'île de Hainan en 2026<sup>60</sup>, mais son concepteur CNNC communique peu sur ses paramètres économiques, et pour cause : avec un coût unitaire annoncé à 700 millions USD, son coût par MW de puissance installée est plus de deux fois supérieur à celui d'un *Hualong One*. Quant aux cinq modèles opérationnels recensés par la World Nuclear Association<sup>61</sup>, la plupart sont des adaptations de designs anciens, qui ne bénéficient donc pas des dernières évolutions en matière de sécurité ou de modularité. Le CNP-300 chinois, opérationnel depuis 1990 en Chine et 2000 au Pakistan, est dérivé de plans datant des années 1970, destinés aux sous-marins nucléaires chinois. Le PHWR-220 indien date des années 1980, tandis que l'EGP-6 russe, datant des années 1970, est en cours d'abandon. Pensés pour équiper les navires brise-glace russes, les KLT-40 et RITM-200 sont, eux, de conception récente. Le RITM-200 équipe deux centrales flottantes, déployés depuis 2019 au large de villes de l'Arctique non raccordées au réseau national.

**Les acteurs occidentaux du SMR doivent eux aussi démontrer la viabilité de leurs projets**. La startup américaine NuScale a été la première et jusqu'à présent la seule à obtenir, en 2023, la certification de la Nuclear Regulatory Commission pour son modèle de centrale US600 (combinant douze réacteurs de 50 MW). Mais elle a annulé quelques mois plus tard son projet-phare dans l'Utah, après que le coût prévisionnel soit passé de 58USD/MWh à 89 USD/MWh<sup>62</sup>. Tous les autres acteurs américains (Holtec, Kairos, X-Energy, Westinghouse ...) sont à des stades divers de pré-certification<sup>63</sup>. En France, NuWard a annoncé en juillet 2024 la remise à plat de son projet, jugé trop complexe techniquement ; Jimmy Energy a déposé une demande auprès de l'ASN pour une minicentrale de 10 MW, qui ne fournira que de la chaleur à un client industriel.

<sup>57</sup> [World's energy storage capacity forecast to exceed a terawatt-hour by 2030](#), Energy Storage News, 18 octobre 2023

<sup>58</sup> [What are small modular reactors \(SMRs\)?](#), Agence internationale pour l'énergie atomique, 13 septembre 2023

<sup>59</sup> [Advances in Small Modular Reactor Technology Developments](#), AIEA, 2022

<sup>60</sup> [Main control room of Linglong-1, world's first commercial onshore SMR completes construction](#), Global Times, 22 mai 2024

<sup>61</sup> [Small Nuclear Power Reactors](#), World Nuclear Association, Février 2024

<sup>62</sup> [Cancelled NuScale contract weighs heavy on new nuclear](#), Reuters, 10 janvier 2024

<sup>63</sup> [SMR Pre-Application Activities](#), US Nuclear Regulatory Commission, consulté le 16 octobre 2024

Mais **ces projets vont être rapidement confrontés aux règles draconiennes de sûreté nucléaire** ; en France, l'ASN a rappelé aux nouveaux entrants leurs obligations en matière de gestion des combustibles usagés, et a appelé à ne pas éluder les « *questions techniques, sociétales et systémiques* » soulevées par leurs projets. Les installations à proximité d'usines ou de centres urbains soulèvent de nombreuses questions de sécurité, mais aussi d'acceptabilité politique et sociale. **Les SMR pourraient donc ne pas être la garantie d'une relance de l'industrie nucléaire.**

## 5. Uranium : vers une recomposition du marché ?

### 5.1. Minerai d'uranium : une offre qui peine à rattraper la demande

#### 5.1.1 Une hausse à venir de la demande

Le retour en grâce de l'énergie nucléaire offre de nouvelles perspectives au marché de l'uranium (combustible essentiel à la production nucléaire), qui devrait croître au cours de la prochaine décennie. Selon l'Association nucléaire mondiale, **la demande en uranium devrait augmenter de 28% entre 2023 (65 650 tonnes) et 2030 (83 840)**. Dans son scénario de base, l'Agence nucléaire mondiale estime que la demande pourrait même doubler à l'horizon 2040<sup>64</sup>. Mais les projections de croissance, conditionnées à la matérialisation des investissements annoncés, dépendront de l'extension réelle des parcs de centrales. La hausse à venir de la demande pourrait toutefois entraîner, à terme, une crise de l'offre.

#### 5.1.2 Production d'uranium : des perspectives en demi-teinte

Ressource aussi abondante que disséminée, l'uranium est présent dans la croûte terrestre dans de nombreuses régions du monde. En 2020, les ressources identifiées s'établissaient à près de **8 millions de tonnes** et les gisements conventionnels, répartis dans une cinquantaine de pays<sup>65</sup>, étaient principalement répartis en Australie (28% des ressources en 2021), au Kazakhstan (13%) ou encore au Canada (10%)<sup>66</sup>. **L'extraction d'uranium, limitée à une quinzaine de pays, est beaucoup plus concentrée : en tête, le Kazakhstan a produit 43% de l'uranium mondial en 2022**, loin devant le Canada (14,9%), la Namibie (11,4%) ou l'Australie (9,2%) (graphique 10). L'hégémonie du Kazakhstan sur ce marché s'explique par la géologie de ses gisements, permettant une extraction peu coûteuse et très rentable grâce à une technique dite de lixiviation *in-situ*. Un avantage qui a permis à la société nucléaire d'Etat, **Kazatomprom**, de se hisser comme l'un des producteurs d'uranium les plus prolifiques et compétitifs au monde.

A l'échelle mondiale, la production d'uranium a néanmoins accusé **une baisse de 25% entre 2016 (63 207 tonnes) et 2020 (47 731 tonnes)**<sup>67</sup>. La diminution de la demande, sur fond de surabondance de l'offre et de stagnation des prix, avait conduit les principaux producteurs (Kazakhstan et Canada, notamment) à volontairement réduire leur production, tandis que plusieurs installations fermaient par manque de rentabilité. Alors que la reprise du nucléaire a contribué à **multiplier les prix de l'uranium par cinq depuis 2016**, la production reprend. De 65 000 tonnes en 2023, **la production d'uranium U-308** (trioxyde d'uranium, une forme chimique couramment utilisée pour représenter l'uranium extrait des mines) **devrait atteindre plus de 75 000 tonnes en 2030, portée par de nouveaux investissements miniers** (graphique 11). Les prix élevés de l'uranium ont en effet incité les mineurs à relancer leurs activités : **plus de 10 mines ont rouvert aux Etats-Unis, en Australie et au Canada depuis 2022**<sup>68</sup>.

Mais la hausse attendue de la production d'uranium pourrait toutefois s'avérer insuffisante pour satisfaire la hausse de la demande. **Une inadéquation qui pourrait conduire à des déficits d'approvisionnement, alors que l'épuisement des réserves des principaux gisements devrait faire chuter la production des mines existantes à partir de 2030, sans que les projets aujourd'hui engagés ne permettent de**

<sup>64</sup> Association nucléaire mondiale, *The Nuclear Fuel Report. Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2023-2040*, mai 2024

<sup>65</sup> Vie publique, *L'uranium : une ressource stratégique*, août 2023

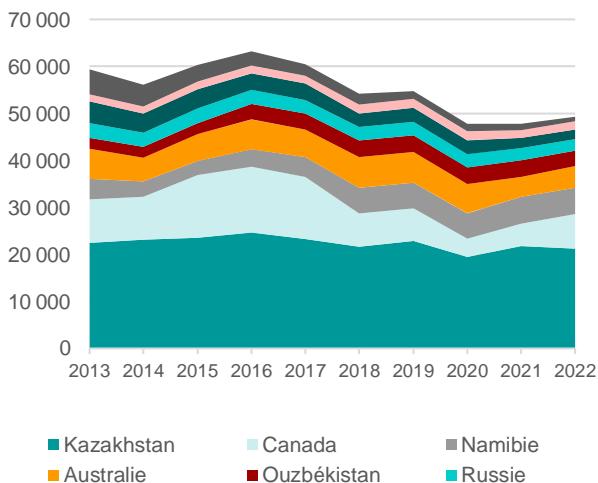
<sup>66</sup> Nuclear Energy Agency, *Uranium 2022. Resources, Production and Demand*, 2023

<sup>67</sup> Association nucléaire mondiale, *World uranium mining production*, dernière mise à jour en mai 2024

<sup>68</sup> Financial Times, *US uranium miners resurrected by nuclear revival and Ukraine war*, mars 2024

**compenser leur déclin**<sup>69</sup>. Et ce d'autant plus que les nouvelles mines nécessiteront entre 8 et 15 ans pour entrer en exploitation, selon l'Association nucléaire mondiale. En outre, certains producteurs pourraient ne pas être en mesure de respecter leurs cibles de production : en août 2024, le géant Kazatomprom avait annoncé réduire son objectif de production de 17% pour l'année suivante<sup>70</sup>.

**Graphique 10 : production d'uranium par pays (en tonnes, 2013-2022)**



**Graphique 11 : production mondiale d'uranium 308 et perspectives pour 2030 (en tonnes U308, 2013-2030)**



Source : Association nucléaire mondiale, UxC

### 5.1.3 Une ruée sur la sécurisation des approvisionnements, sur fond de rééquilibrage des marchés

La hausse de la demande en uranium, profitant aux pays miniers, incite les pays clients à sécuriser leurs approvisionnements. Une multitude de facteurs politiques et économiques, parmi lesquels le déclenchement de la guerre en Ukraine ou le coup d'Etat de juillet 2023 au Niger (4% de la production en 2022) **ont conduit les Etats à réorganiser et diversifier leurs approvisionnements, sur fond de tensions géopolitiques.**

Malgré le récent rapprochement des chancelleries occidentales avec le Kazakhstan, dont l'uranium compte pour une grande partie des approvisionnements américain et européen, **Kazatomprom a averti en septembre 2024 que la guerre en Ukraine compliquait ses livraisons d'uranium à ses partenaires occidentaux**<sup>71</sup>. Pour le géant kazakh, les sanctions occidentales contre Moscou ont en effet créé plusieurs obstacles d'ordre technique et financier, alors que l'une de ses principales routes d'exportation vers l'Europe et les Etats-Unis passait par la Russie. Moins coûteuses, les exportations d'uranium kazakh vers les marchés asiatiques – et en premier lieu la Chine – pourraient donc se renforcer, sur fond de forte augmentation de la demande chinoise. **Dans le même temps, l'industrie minière kazakhe reste directement liée à la Russie** : Rosatom détient des parts dans 5 des 14 gisements de Kazatomprom, recevant à ce titre 20% de sa production. Fin 2022, la société russe a également acquis une participation de 49% dans le gisement kazakh de Budenovskoye, qui devrait devenir la plus grande source d'uranium au monde<sup>72</sup>. **En octobre 2024, Kazatomprom a par ailleurs annoncé la signature d'un contrat d'approvisionnement avec la société chinoise CNNC**<sup>73</sup>, qui dispose déjà de plusieurs accords d'exploitation minière avec des opérateurs locaux – et ce alors que 65% des imports chinois proviennent déjà du Kazakhstan.

**Alors que les exportations d'uranium kazakh vers les Etats occidentaux pourraient se réduire, ceux-ci cherchent donc à réorganiser leurs approvisionnements.** Des prospections minières ont été ravivées en Europe de l'Est et d'ambitieux projets ont vu le jour : dans la province de Saskatchewan, au Canada, la start-

<sup>69</sup> RGN, *Vers un doublement des besoins en uranium d'ici 2040*, septembre 2023

<sup>70</sup> Financial Times, *World's largest uranium producer slashes production target*, août 2024

<sup>71</sup> Financial Times, *World's largest uranium miner warns Ukraine war makes it harder to supply West*, septembre 2024

<sup>72</sup> Caspian Policy Center, *Rosatom in Central Asia : Russia Eager to be involved in Central Asian Energy*, octobre 2024

<sup>73</sup> Kazatomprom, *Notice of Extraordinary General Meeting of Shareholders of Kazatomprom*, octobre 2024



up **NextGen Energy** porte un pharamineux projet d'extraction d'uranium, voué à entrer en production en 2029, et qui pourrait à terme contribuer à plus d'un quart de l'approvisionnement mondial<sup>74</sup>.

La Russie et la Chine, dont les productions nationales ne sont pas à même de satisfaire leurs besoins croissants, figurent en première ligne de cette offensive sur le marché de l'uranium. Au **Niger**, profitant de la remise en cause des intérêts français après le coup d'Etat de 2023, **Rosatom pourrait chercher à s'emparer des actifs d'Orano**, qui possède trois sites d'extraction et de traitement d'uranium<sup>75</sup>. Début 2024, la **Somina** (Société des mines d'Azelik), majoritairement détenue par la Chine, avait également annoncé reprendre ses activités, après une dizaine d'années d'interruption faute de rentabilité<sup>76</sup>. Une grande partie de l'industrie uranifère de Namibie est également contrôlée par la Chine : CNNC contrôle 68% de la mine namibienne de Rössing depuis 2019, tandis que CGN a fait l'acquisition de la mine d'Husab en 2012<sup>77</sup>.

## 5.2. En Occident, une volonté d'en finir avec l'uranium enrichi russe

### 5.3. Moscou, acteur majeur de l'enrichissement

Le cycle du combustible nucléaire, avant son utilisation dans les centrales, se décompose en une série d'étapes : **extraction, conversion, enrichissement et assemblage**. Une fois extrait des mines, le minerai, dont la teneur en uranium est généralement faible (1 à 5kg par tonne) est transformé en un concentré appelé **yellow cake** dont la composition en uranium est d'environ 75%. Le degré de pureté du yellow cake restant insuffisant, il est alors converti en hexafluorure d'uranium, forme gazeuse adaptée au processus d'enrichissement, processus industriel qui permet **d'augmenter la proportion d'U-235 dans l'uranium (à 3-5% pour la plupart des réacteurs commerciaux<sup>78</sup>) afin de l'utiliser comme combustible**.

Ce procédé complexe et encadré (en raison de ses implications en matière de prolifération nucléaire) n'est pourtant maîtrisé que par quelques Etats. **Mais si 12 pays<sup>79</sup> disposent de capacités d'enrichissement, seule une poignée d'entre eux contrôlent véritablement ce marché en surcapacité**. En 2020, avec 27,7 millions de *separative work units* (SWU/an, l'unité de mesure de la quantité d'effort nécessaire à la séparation des U-235 et U-238) par an, **la Russie disposait de 46% de la capacité mondiale d'enrichissement** (gérée par Rosatom), contre 12% pour la France (Orano), 10% pour la Chine (CNNC), 8% pour les Etats-Unis, et 23% pour le Royaume-Uni, l'Allemagne et les Pays-Bas, ces quatre derniers pays étant réunis au sein du consortium Urenco<sup>80</sup> (graphiques 12 et 13). Si d'autres opérateurs développent des capacités d'enrichissement (INB au Brésil, JNFL au Japon, etc.), celles-ci restent extrêmement limitées.

Plusieurs éléments sont à même d'expliquer la prédominance de Moscou – et plus précisément de Rosatom, via ses filiales TVEL et Tenex – dans cette activité : des infrastructures étendues héritées de l'Union soviétique, des capacités industrielles massives, une technologie avancée, des contrats à long terme avec les opérateurs étrangers, etc. **Et cette prééminence russe s'exerce sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'enrichissement** : à travers ses réacteurs surgénérateurs de Seversk, **Moscou est le seul pays au monde à disposer de capacités de recyclage et de retraitement d'uranium « déchargé » (URT) après son utilisation**. Cette technologie n'étant pas maîtrisée par les autres acteurs. Les quelques pays ayant fait le choix du retraitement sont donc tenus d'exporter leur URT vers la Russie, à l'image de la France. En 2018, le fournisseur français EDF avait conclu un contrat avec Tenex pour la prise en charge d'une partie de son URT, avant qu'Orano ne signe un engagement similaire en 2020 (et désormais soldé). Et malgré le conflit en

<sup>74</sup> Bloomberg, *Deadly and Wildly Profitable. Uranium Fever Breaks Out*, juin 2024

<sup>75</sup> Bloomberg, *Russia Is Said to Seek French-Held Uranium Assets in Niger*, juin 2024

<sup>76</sup> Le Monde, *Au Niger, une entreprise chinoise va reprendre l'extraction d'uranium après dix ans d'interruption*, mai 2024

<sup>77</sup> Carnegie Endowment, *To Secure Kazakhstan's Uranium, Chinese Players Were Compelled to Accommodate Local Partners*, mars 2024

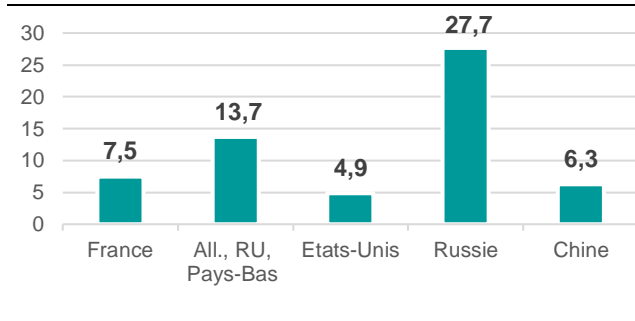
<sup>78</sup> La plupart des réacteurs commerciaux utilisent en effet de l'uranium enrichi à moins de 5%. Au-delà de 20%, l'uranium est considéré comme « hautement enrichi ». Cette qualité est utilisée dans certains réacteurs de recherche, ou dans les réacteurs à propulsion navale. Pour les applications militaires, la teneur en U-235 dépasse généralement 85%.

<sup>79</sup> Etats-Unis, Russie, Chine, France, Consortium URENCO (Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni), Japon, Brésil, Argentine, Inde, Pakistan, Iran, Corée du Nord.

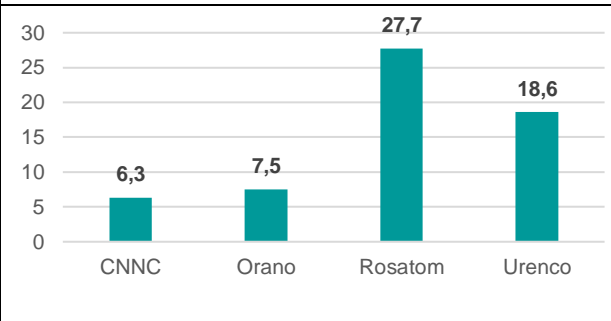
<sup>80</sup> Association nucléaire mondiale, *Uranium Enrichment*, octobre 2022

Ukraine, EDF continue aujourd'hui d'exporter son URT vers la Russie ; pour limiter sa dépendance à Moscou, Paris envisagerait donc de construire une usine d'enrichissement et de conversion d'URT sur le sol français<sup>81</sup>.

**Graphique 12 : capacité d'enrichissement par Etat (2020, en millions SWU/an)**



**Graphique 13 : capacité d'enrichissement par opérateur (2020, en millions SWU/an)**



Source : Association nucléaire mondiale

### 5.3.1 La volonté des Occidentaux de s'émanciper de Rosatom se heurte à plusieurs limites

La guerre en Ukraine ayant mis en lumière la dépendance des Etats occidentaux au cycle russe d'enrichissement, **ceux-ci multiplient les efforts pour s'en émanciper et accroître leurs propres capacités**. En octobre 2024, Orano a lancé l'extension de son usine d'enrichissement pour augmenter sa capacité de production de 30% à compter de 2028<sup>82</sup>. Un mois plus tôt, la société française annonçait la construction d'un site d'enrichissement aux Etats-Unis, face au risque d'arrêt des livraisons d'uranium enrichi par Rosatom<sup>83</sup>. En 2023, la société américaine **Centrus** a lancé dans la production d'uranium moyennement enrichi (HALEU, 5% à 20% d'U-235), nécessaire aux nouveaux réacteurs avancés développés aux Etats-Unis<sup>84</sup>. Urenco prévoit aussi d'accroître de 15% les capacités de son usine du Nouveau-Mexique.

**L'administration Biden a également adopté, en mai 2024, une loi bipartisane** (entrée en vigueur en août) **interdisant l'importation de produits à base d'uranium russe**, tout en débloquant 2,72 milliards USD pour accroître la capacité américaine d'enrichissement<sup>85</sup>. Reconnaisant que la mise en œuvre de cette interdiction pourrait perturber le fonctionnement du parc américain et faire augmenter les prix, Washington prévoit des dérogations jusqu'à 2028 – une date limite qui pourrait s'avérer insuffisante, tant les producteurs américains dépendent de leurs approvisionnements russes. **La mise en œuvre de cette interdiction s'inscrit dans le cadre d'efforts multilatéraux visant à établir un nouveau marché de l'approvisionnement en uranium exempt de toute influence russe** : en décembre 2023, les Etats-Unis, la France, le Canada, le Japon et le Royaume-Uni s'étaient engagés à investir collectivement 4,2 milliards USD à cet effet<sup>86</sup>. Plusieurs Etats occidentaux, comme les Etats-Unis ou du Royaume-Uni<sup>87</sup>, **ont également sanctionné certains responsables ou filiales de Rosatom pour leur implication dans le conflit en Ukraine**.

La mise en place de nouvelles chaînes d'approvisionnements prendra toutefois plusieurs années. Les sanctions occidentales pourraient faire l'objet de représailles russes : **en septembre 2024, le président Vladimir Poutine avait déclaré envisager de restreindre de manière préventive ses exportations d'uranium**<sup>88</sup>. La diminution des importations occidentales d'uranium enrichi pourrait également conduire à une réorientation des flux russes vers d'autres marchés et **induire un contournement des sanctions**.

<sup>81</sup> La Tribune, *Nucléaire : après la Russie, la France envisage « sérieusement » de construire un site de conversion et d'enrichissement de l'uranium de retraitement*, mars 2024

<sup>82</sup> L'Usine nouvelle, *Orano lance les travaux d'extension de Georges Besse II au Tricastin, un chantier d'1.7 milliard d'euros*, octobre 2024

<sup>83</sup> Orano, *Project Iike Enrichment*

<sup>84</sup> Bloomberg, *US Gets First Supply of Advanced Nuke Fuel for New Reactors*, novembre 2023

<sup>85</sup> US Department of Energy, *Biden-Harris Administration Enacts Law Banning Importation of Russian Uranium*, mai 2024

<sup>86</sup> US Department of Energy, *At COP28, U.S., Canada, France, Japan, and UK Announce Plans to Mobilize \$4.2 Billion for Reliable Global Nuclear Energy Supply Chain*, décembre 2023

<sup>87</sup> RUSI, *Power Plays, Developments in Russian Enriched Uranium Trade*, mars 2024

<sup>88</sup> Reuters, *Putin says Russia should consider restricting uranium, titanium and nickel exports*, septembre 2024