



**Schwartz and Co**  
Strategy Consulting

## **Le nucléaire, une relance de la filière sous contraintes**

**Le nucléaire revient au centre du jeu : pourquoi la relance s'accélère, et quelles sont les conditions de sa réussite ?**





## Le nucléaire, une relance de la filière sous contraintes

Le retour du nucléaire dans les stratégies énergétiques n'est plus un simple "revirement d'opinion". Il s'ancre dans une réalité systémique : décarboner rapidement tout en sécurisant l'équilibre des réseaux, dans un contexte de tensions sur les approvisionnements et de réaffirmation des souverainetés énergétiques depuis la guerre en Ukraine. Cette relance s'observe à la fois dans les arbitrages nationaux (prolongations, nouveaux programmes) et dans la réapparition du nucléaire dans l'agenda industriel européen.

Le nucléaire revient parce qu'il répond à une équation devenue centrale : **produire bas carbone, massivement, et de manière pilotable**. Les ENR progressent vite, mais du fait de leur intermittence elles augmentent en parallèle la valeur de la flexibilité et de la capacité ferme pilotable (réserves, inertie, tension/fréquence, gestion des pointes et des creux, etc.). Dans un système énergétique de plus en plus électrifié (mobilité, chaleur, industrie), la question n'est plus seulement le coût moyen du MWh : c'est la capacité à garantir l'adéquation offre-demande et la stabilité du réseau, heure par heure, au moindre coût système.

Le cadrage politique international a également évolué. L'objectif de tripler la capacité nucléaire mondiale d'ici 2050, porté par une déclaration lancée lors de la COP28 fin 2023, contribue à structurer un cap partagé à l'échelle internationale et à réduire l'incertitude sur la place du nucléaire dans les trajectoires climatiques. En pratique, ce type d'engagement sert de repère pour les stratégies nationales, les industriels et les financeurs : il indique que, pour un nombre croissant d'États, le nucléaire est désormais envisagé comme une composante durable et stratégique du mix bas carbone.

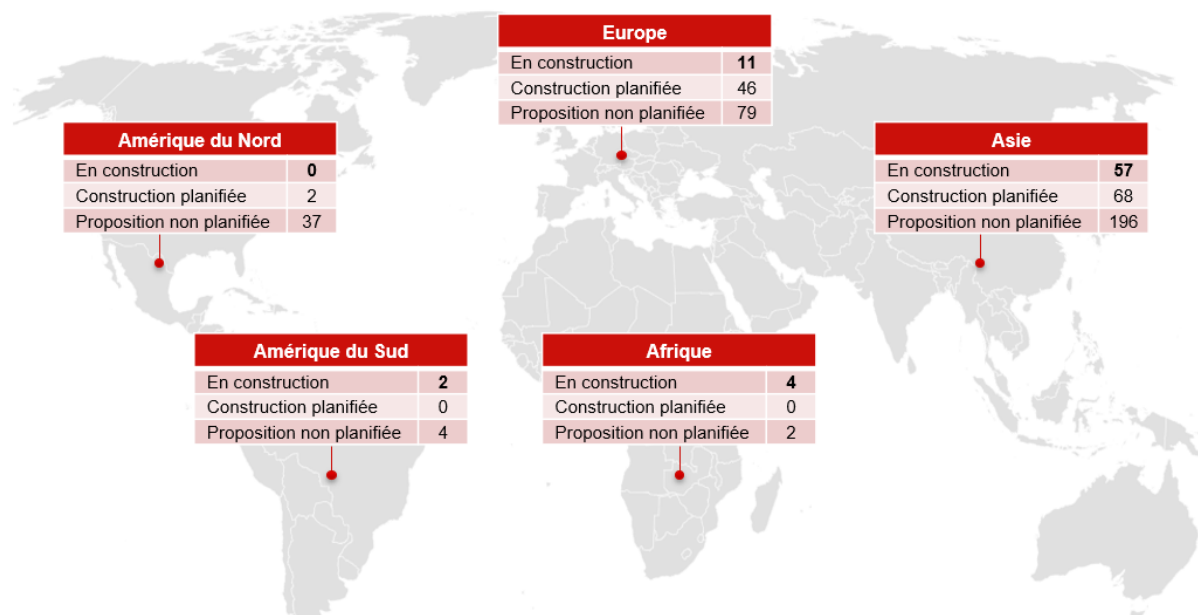
### 1. Une relance mondiale, mais des moteurs régionaux différenciés

Au 19 janvier 2026, la **World Nuclear Association** recense **74 réacteurs en construction** dans le monde et 116 supplémentaires planifiés, avec une concentration marquée en Asie. Ce niveau d'activité confirme une relance réelle du nucléaire à l'échelle mondiale, mais selon des **trajectoires régionales contrastées**. Dans les pays de l'OCDE, la priorité reste souvent la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants, complétée par un nombre plus limité de nouveaux chantiers. À l'inverse, l'Asie — en particulier la Chine et l'Inde — s'inscrit dans une logique d'expansion plus soutenue des capacités.

Le mouvement est donc bien enclenché, sans être homogène : une part des mises en service compense encore les retraits d'unités anciennes, ce qui peut limiter la croissance nette malgré un pipeline important.



Figure 1. Nombre de réacteurs nucléaires en construction, planifiés et proposés (non planifiés) dans le monde, répartis par continents (Source : World Nuclear Association, 19 janvier 2026)



L'analyse ci-dessous se concentre sur les régions où les décisions récentes ont le plus d'impact sur la trajectoire mondiale (Asie, Europe, Amérique du Nord). L'Afrique et l'Amérique du Sud présentent à ce stade des dynamiques plus limitées ou plus ponctuelles, même si certains projets méritent d'être suivis.

### 1.1. Asie — la relance la plus tangible, portée par la sécurité énergétique et la continuité industrielle

En Asie, la relance du nucléaire se voit immédiatement dans l'ampleur des chantiers et la densité du pipeline. Le cas le plus emblématique reste la **Chine**, qui cumule un parc déjà significatif et surtout un volume de projets en cours exceptionnel : la World Nuclear Association recense **38 réacteurs en construction** totalisant environ **45 GWe**. Cette profondeur de pipeline n'est pas qu'un chiffre : elle crée de la **continuité** (équipes, supply chain, autorités, procédures), ce qui permet de répéter des designs et de capitaliser sur les retours d'expérience — un facteur clé pour tenir les calendriers.

En **Inde**, la trajectoire repose aussi sur des objectifs nationaux de long terme : **6 réacteurs en construction** pour environ **5,2 GWe**, et un cap affiché à **100 GWe à l'horizon 2047**. Côté Corée du Sud, la logique de continuité se matérialise par des mises en service récentes (ex. Shin Hanul Unit 2 en exploitation commerciale en 2024) et des plans nationaux confirmant de nouveaux grands réacteurs.

Cette dynamique asiatique inclut aussi le **Moyen-Orient**. Le cas le plus visible est celui des Émirats arabes unis, où la centrale de **Barakah** est entrée en exploitation commerciale de façon progressive entre 2021 et 2024 (4 unités, pour environ 5,6 GW). Cet exemple montre que la relance ne se limite



pas aux pays historiquement nucléaires : elle concerne également des programmes plus récents, désormais entrés en phase d'exploitation.

## 1.2. Europe — une relance “à la carte”, mais un cap d'investissement désormais explicite

L'Europe reste fragmentée : chaque État membre conserve sa souveraineté sur son mix énergétique, et les trajectoires nationales demeurent hétérogènes. Pourtant, le signal collectif est nettement plus lisible qu'il y a cinq ans. La Commission européenne, via le **8<sup>e</sup> programme indicatif nucléaire (PINIC)**, projette une capacité nucléaire installée dans l'UE passant d'environ **98 GW en 2025 à 109 GW en 2050**, et chiffre les besoins d'investissement à environ **241 Md€ d'ici 2050**. Même si ce document n'a pas valeur de plan contraignant, il joue un rôle structurant : il donne un cadre de référence commun et rend explicite l'idée que la trajectoire bas carbone européenne s'appuiera, au moins partiellement, sur une composante nucléaire.

À court terme, la dynamique européenne se matérialise d'abord par un levier rapide : **les prolongations**. Lorsqu'elles sont compatibles avec les exigences de sûreté et une gouvernance robuste des passifs, elles permettent de préserver de la capacité pilotable bas carbone sans attendre les délais d'un nouveau chantier. Le cas belge est emblématique : le soutien public encadrant la prolongation de **Doel 4** et **Tihange 3** illustre la réalité des arbitrages à mener (répartition des risques, traitement des déchets, conditions de concurrence). Au-delà du débat national, ce type de décision marque un tournant : le nucléaire est davantage traité comme une **infrastructure critique**, où l'État reprend un rôle explicite dans la sécurisation des conditions de réalisation.

À moyen terme, la relance la plus crédible repose sur un retour à une logique de **“programme” plutôt que de “projet”**. L'enjeu est d'industrialiser : standardiser, répéter, capitaliser sur le retour d'expérience (montée en compétence des corps de métiers spécialisés, stabilisation des chaînes de sous-traitance, standardisation des méthodes de chantier et de contrôle qualité, meilleure anticipation des interfaces techniques, et correction des points de friction identifiés sur les premières unités), afin de réduire l'incertitude sur les coûts et les délais. En France, EDF a communiqué un cadrage de coûts pour les six premiers **EPR2**, avec un plafond annoncé et une trajectoire de décision d'investissement visée à l'horizon 2026 selon les communications disponibles. Au Royaume-Uni, Sizewell C s'inscrit dans une logique similaire de relance par le programme, avec une architecture de type **RAB (Regulated Asset Base)**, qui vise à mieux répartir le risque de construction et à faciliter le passage à l'échelle.

Enfin, la relance européenne ne se limite pas aux pays historiquement nucléaires : elle se diffuse aussi via des **“nouveaux entrants”** ou des pays qui renforcent nettement leurs ambitions, en s'appuyant sur des schémas où l'État joue un rôle central (aides publiques, prêts/garanties, contrats de stabilisation). En Pologne, le feu vert européen au soutien public pour la première centrale du pays constitue un jalon critique pour rendre finançable un projet de cette ampleur, avec une trajectoire de construction visant la fin de la décennie. En Suède, un modèle de soutien annoncé



en mai 2025 vise explicitement à réduire le coût de financement et à partager les risques et bénéfices (prêts gouvernementaux, CfD bidirectionnels, mécanismes de partage). Aux Pays-Bas, le gouvernement combine la prolongation de Borssele et l'objectif de construire de nouveaux réacteurs, avec une ambition préliminaire d'achèvement vers 2035 de deux unités. En République tchèque, le gouvernement a officiellement sollicité en octobre 2025 l'approbation de la Commission européenne concernant l'aide publique prévue pour la construction de deux nouveaux réacteurs à Dukovany.

Ainsi, malgré des trajectoires nationales hétérogènes, une direction commune se dessine en Europe : prolonger le parc existant lorsque c'est possible, relancer des programmes standardisés, et structurer des cadres publics capables de convertir les ambitions en capacités réellement livrées.

### **1.3. Amérique du Nord — un retour plus sélectif, tiré par le climat, les besoins de fiabilité du système électrique et la réindustrialisation**

En Amérique du Nord, la relance du nucléaire ne prend pas la forme d'un pipeline massif de nouveaux chantiers, mais d'un **retour sélectif** porté par trois moteurs convergents : la décarbonation, le besoin de **capacité ferme** pour la fiabilité des réseaux, et la volonté de reconstituer une base industrielle après plusieurs décennies de faible cadence de construction.

Le jalon le plus visible aux États-Unis est l'achèvement de **Vogtle 3 et 4** en Géorgie : leurs mises en service commerciales (2023 et 2024) ont ajouté **environ 2,2 GW** de capacité nucléaire, portant la puissance totale du site à près de **5 GW**.

En parallèle, la dynamique nord-américaine se déplace vers deux axes complémentaires. D'abord, la **préservation et l'optimisation du parc existant** (prolongations de durée de vie, uprates, modernisation), qui restent la voie la plus rapide pour maintenir une production pilotable bas carbone. Ensuite, l'accélération des **SMR** (Small Modular Reactors), présentés comme un moyen de retrouver une logique plus "industrialisable" : standardisation, modularité, et déploiement par incréments.

Sur ce second axe, le Canada constitue un point d'ancrage clé : en avril 2025, l'autorité de sûreté canadienne a délivré une **licence de construction** pour un **BWRX-300** porté par Ontario Power Generation sur le site de Darlington, l'un des projets SMR occidentaux les plus avancés. Aux États-Unis, plusieurs programmes publics et industriels visent à accélérer des projets SMR et à reconstruire une chaîne d'approvisionnement domestique, afin de réduire les verrous en amont (qualification, composants, compétences, délais d'autorisation).

Enfin, la relance nord-américaine est aussi tirée par de nouveaux besoins électriques : électrification des usages et montée rapide des besoins associés au numérique (notamment data centers). Cette évolution renforce la valeur de la **fiabilité** et de la production bas carbone "en base", et contribue à remettre le nucléaire dans le portefeuille d'options étudiées par les autorités publiques et certains grands acteurs industriels.



Derrière ces trajectoires régionales, une constante s'impose : la compétitivité du nucléaire se joue d'abord sur l'intensité capitalistique et la maîtrise de l'exécution.

## 2. L'équation économique du nucléaire : une industrie capitalistique, sensible au coût du capital et aux aléas de construction

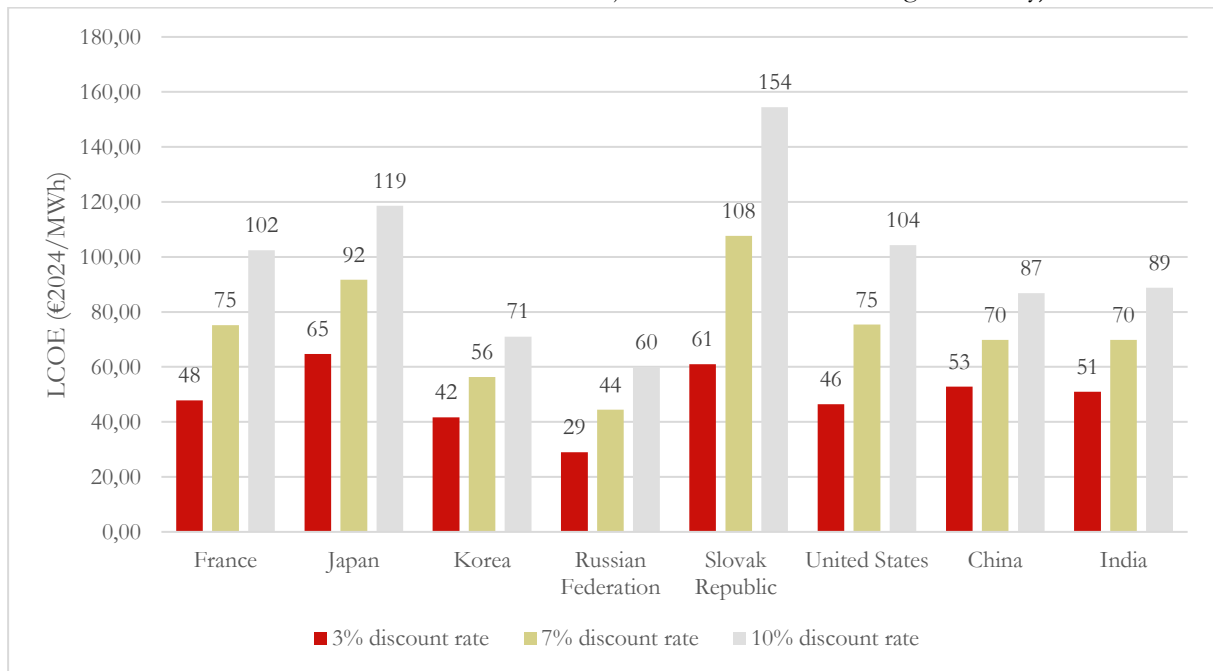
Le nucléaire se distingue par un profil économique atypique : des **coûts initiaux très élevés**, mais des **coûts d'exploitation faibles** et relativement stables sur la durée. Ce caractère "CAPEX-dominant" implique que l'essentiel de la compétitivité se décide avant le premier kilowattheure produit : conception, ingénierie, supply chain, chantier, exigences de sûreté et qualité d'exécution. Dans beaucoup de pays, le nucléaire peut rester compétitif face aux énergies renouvelables et aux combustibles fossiles, en particulier lorsque l'analyse intègre coûts système liés à l'intégration de la production renouvelable intermittente dans le réseau et les externalités sociales, sanitaires et environnementales des énergies carbonées. Les charges de gestion des déchets et de démantèlement sont par ailleurs généralement provisionnées et intégrées dans les coûts d'exploitation, ce qui apporte une forme de transparence comptable (même si le débat sur les hypothèses de long terme demeure).

L'indicateur de comparaison du coût de production des différentes filières le plus utilisé reste le **LCOE** (Levelized Cost of Energy), qui rapporte le coût total (construction + exploitation) à la production sur l'ensemble de la durée de vie. Cet indicateur est utile, mais il est particulièrement **sensible à deux paramètres dans le cas du nucléaire** : le **coût du capital** et la **durée de construction**. Selon le rapport Nuclear Power Economics and Project Structuring de la World Nuclear Association (2017), la part de l'investissement représente généralement plus de **60 % du LCOE** d'une centrale nucléaire. Dès lors, les intérêts intercalaires et tout glissement de calendrier deviennent des variables critiques : un retard ou une dérive des coûts d'investissement peut suffire à dégrader la rentabilité globale du projet, même si l'actif offre ensuite un coût marginal bas et une production fiable sur plusieurs décennies. À l'inverse, les installations existantes — dont la durée de vie dépasse souvent 60 ans — présentent en général une excellente prévisibilité économique et des coûts d'exploitation bas comparés à de nombreuses options renouvelables et fossiles.

La figure ci-dessous présente la comparaison du LCOE du nucléaire pour différents taux d'actualisation sur un échantillon de pays. Le taux d'actualisation correspond au taux utilisé pour ramener en valeur présente les coûts et bénéfices futurs d'un projet ; dans la comparaison réalisée, il est supposé réel, constant sur toute la durée de vie du projet et identique entre technologies afin de permettre une comparaison homogène des coûts.



Figure 2. Coût actualisé de l'électricité pour les centrales nucléaires<sup>1</sup> en €<sub>2024</sub> avec un facteur de charge de 85 % selon différents taux d'actualisation – Nouveau réacteur construit (analyse basée sur l'édition 2020 de l'étude de l'IEA et de la NEA - Projected Costs of Generating Electricity)



La comparaison des LCOE pour la construction d'une nouvelle centrale de génération III met en évidence la **forte dépendance du nucléaire à l'hypothèse de taux d'actualisation, reflet de l'importance des coûts d'investissement dans sa structure de coût**. Comparé au LCOE avec un taux d'actualisation de 3%, le LCOE moyen du nucléaire est **multiplié par 1,5** lorsque le taux passe à 7%, et est **multiplié par 2** pour un taux de 10%.

**La maîtrise des coûts de construction des centrales nucléaires est donc essentielle afin de garantir la compétitivité du nucléaire par rapport aux autres sources d'énergies carbonées et décarbonées.**

Les retours d'expérience récents montrent aussi que **l'augmentation apparente des coûts** observée dans certains pays de l'OCDE s'explique principalement par des facteurs de contexte : **rareté des nouveaux projets, perte de continuité industrielle** et effet « 1<sup>er</sup> de série » lié au **déploiement de nouveaux modèles**. Là où la filière a conservé une cadence et une standardisation, la dynamique est différente : dans les pays ayant maintenu une continuité industrielle — typiquement la Corée du Sud — les coûts d'investissement ont été mieux contenus (voire réduits dans certains cas) et les durées médianes de construction ont diminué au fil du temps.

<sup>1</sup> Les chiffres affichés pour la France correspondent à l'estimation de l'IEA et de la NEA du coût de construction d'un EPR, et ne prennent pas en compte les retours récents sur les coûts de construction de la tranche Flamanville 3. La Cour des comptes a présenté le 14 janvier 2026, un [rapport](#) sur la filière EPR estimant à 23,7 Md€<sub>2023</sub> le coût total de l'EPR de Flamanville (coût de financement compris). En restant sur l'hypothèse d'un facteur de charge de 85 %, l'usine ne pourrait dégager une rentabilité de 4 % (en termes réel) qu'avec un prix de vente de plus 122 €<sub>2023</sub>/MWh.

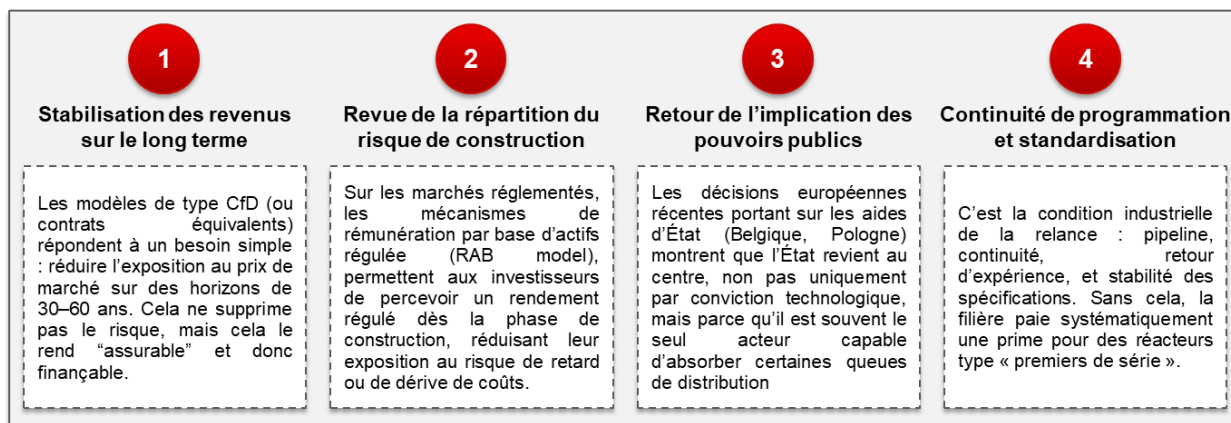


Autrement dit, au-delà de la technologie, la compétitivité dépend fortement de la capacité à exécuter en série plutôt qu’au coup par coup.

**L’environnement de marché** pèse enfin lourdement sur la décision d’investissement. Dans les marchés libéralisés, l’incertitude des prix de gros et la volatilité rendent plus difficile la justification d’actifs très capitalistiques et de long terme. Un indicateur souvent cité illustre ce phénomène : au tournant des années 2000, près d’un tiers des investissements de production se faisaient dans des marchés ouverts à la concurrence ; cette part est tombée autour de 10 % en 2014, traduisant un retrait des investisseurs face au risque et à l’absence de visibilité sur les revenus. Historiquement, le nucléaire s’est plutôt développé dans des cadres publics ou régulés, précisément parce qu’ils permettent d’adosser l’investissement à des revenus stables et à un recouvrement des coûts sur longue période. Dans un cadre libéralisé, la question n’est pas tant “est-ce que le nucléaire produit à bas coût marginal ?” que “comment réduire l’incertitude de long terme qui décourage l’investissement ?” - d’où le rôle fréquent de dispositifs de stabilisation (type contrats pour différence, cadres régulés, garanties étatiques).

Si l’on veut que la relance soit durable, les leviers permettant de mitiger le risque et réduire le coût du capital sont donc clairement identifiés : il s’agit moins de trouver des investisseurs que de rendre l’actif investissable.

Figure 3. Principaux leviers de mitigation du risque et de réduction du coût du capital pour une centrale nucléaire



C’est dans ce contexte — intensité capitalistique, exigence d’excellence d’exécution et besoin de flexibilité — que s’inscrit l’attention portée aux SMR et aux concepts de Génération IV.

### 3. Réacteurs de IV<sup>e</sup> génération et SMR – promesse réelle, mais même contrainte financière

En parallèle des programmes actuels (prolongations et réacteurs Gen III/III+), la relance s’accompagne d’un intérêt croissant pour deux familles d’innovations : **les SMR** (Small Modular Reactors) et les concepts dits de **Génération IV**. L’enjeu n’est pas seulement de “faire mieux”



technologiquement, mais aussi de répondre à deux limites souvent rencontrées : la difficulté à **répéter** des grands projets complexes et la nécessité de décarboner au-delà de l'électricité (industrie, chaleur), tout en s'insérant dans des systèmes de plus en plus dominés par les ENR, intermittentes par nature.

Les SMR visent à changer la logique de déploiement : passer d'une approche "projet unique" à une approche plus proche du **produit standardisé**. Le bénéfice attendu est clair : si un même design est reproduit en série, avec une fabrication plus modulaire et une chaîne d'approvisionnement stabilisée, on peut gagner en **prévisibilité**, notamment sur les délais et la qualité d'exécution.

La plus faible capacité des SMR permet également de traiter de nouveaux cas d'usage. Des unités de quelques centaines de MW peuvent être plus faciles à intégrer dans certains systèmes électriques (réseaux plus petits et/ou isolés, contraintes réseau, phasage progressif) et ouvrir des cas d'usage au-delà du "tout électricité", en particulier la **chaleur industrielle** et le couplage avec des installations de production d'hydrogène bas carbone.

La Génération IV regroupe des concepts plus en rupture, explorés de longue date, avec différents objectifs : **meilleure utilisation du combustible** (notamment avec les réacteurs à neutrons rapides), **marges de sûreté renforcées** (souvent via davantage de systèmes passifs) et **températures plus élevées** permettant d'élargir les usages (chaleur et procédés industriels). Dans une trajectoire de décarbonation profonde, cette dimension "services énergétiques" est structurante, car une partie de l'industrie ne se décarbone pas facilement par l'électrification seule.

**SMR et Génération IV ne remplacent pas la relance actuelle : ils en sont l'extension.** Ils traduisent une idée simple : pour que le nucléaire prenne durablement sa place dans un mix bas carbone, il devra non seulement être compétitif, mais aussi déployable avec des designs standardisés, des chaînes industrielles stabilisées et des usages élargis là où l'électricité seule ne suffit pas.

Ces **technologies ne contournent cependant pas la contrainte centrale** de la relance de la filière : rendre les projets investissables. En effet, les réacteurs « 1<sup>er</sup> de série » (ou FOAK – First Of A Kind) de type SMR ou de 4<sup>ème</sup> génération présentent des coûts plus élevés que les réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération dont la conception est mieux maîtrisée, et l'estimation du LCOE pour ces réacteurs après intégration de retours d'expérience (réacteurs NOAK – Nth Of A Kind) et en prenant en compte un effet de série pour les SMR prévoit un LCOE proche de celui des nouvelles centrales de 3<sup>ème</sup> génération à hypothèses comparables.



Figure 4. Evaluation de la compétitivité future (LCOE en €<sub>2024</sub>) des réacteurs « avancés » dans le scénario modéré<sup>2</sup> par rapport aux nouvelles constructions de réacteurs nucléaires de génération III et aux autres sources de génération d'électricité<sup>3</sup> pour différents taux de rémunération du capital.



Qu'il s'agisse de grands réacteurs, de SMR ou de concepts plus avancés, le défi reste le même : transformer des intentions en capacités livrées, compatibles avec les contraintes de calendrier et de coût.

## 4. Conclusion

Le nucléaire revient au centre des stratégies énergétiques parce qu'il répond à une contrainte systémique devenue structurante : décarboner le mix énergétique tout en garantissant la stabilité du système électrique sur le long terme. Dans un contexte de montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes par nature, d'électrification des usages et de besoins nouveaux (décarbonation de l'industrie, hydrogène bas carbone, infrastructures numériques), cette combinaison redonne au nucléaire une place stratégique.

À l'échelle mondiale, les trajectoires restent toutefois contrastées. En Asie, la profondeur du pipeline, la continuité de construction et la standardisation permettent d'accumuler du retour

<sup>2</sup> Source LCOE pour réacteurs avancés : analyse Schwartz and Co basée sur l'étude Meta-Analysis of Advanced Nuclear Reactor Cost Estimations - Idaho National Laboratory.

<sup>3</sup> Source LCOE pour réacteurs nucléaires de génération III et aux autres sources de génération : Projected Costs of Generating Electricity - IEA & NEA.



d'expérience, de stabiliser les chaînes industrielles et de réduire progressivement l'incertitude sur les coûts et les délais. En Europe et en Amérique du Nord - et, dans une moindre mesure, au Moyen-Orient - la dynamique est réelle mais plus hétérogène. Dans plusieurs pays occidentaux, les longs creux de construction ont entraîné une perte de continuité industrielle : raréfaction de certains corps de métiers, fragmentation de la sous-traitance, interfaces de chantier moins maîtrisées, et multiplication des frictions sur les premières unités d'une nouvelle série. Les conséquences sont connues : retards, reprises de travaux, surcoûts, et volatilité accrue des calendriers.

Les instruments de financement restent indispensables pour abaisser le coût du capital et améliorer la crédibilité financière du projet, mais ils ne neutralisent pas le risque d'exécution : **toute dérive de coûts et de délais de construction se répercute sur le LCOE, quelles que soient les conditions de financement initiales.** Dans une industrie aussi capitalistique que le nucléaire, la compétitivité dépend donc autant de la maîtrise industrielle (ingénierie, supply chain, chantier) que du schéma financier ; en cas de dérive significative, l'économie du projet peut être rapidement dégradée, même avec un financement favorable.

Le partage d'expérience entre pays, exploitants et constructeurs apparaît dès lors comme un levier logique pour réduire les risques : standardisation des méthodes, transfert de compétences, formation des métiers critiques, amélioration des pratiques de qualification, et diffusion des retours de chantier. Mais ce levier se heurte à une limite structurelle : le nucléaire est une filière stratégique. Les savoir-faire, les chaînes d'approvisionnement et les technologies associées s'inscrivent dans des logiques de souveraineté, de compétition industrielle et d'alliances géopolitiques. Le partage existe, mais il n'est ni automatique ni gratuit ; il s'organise dans des cadres négociés, avec contreparties industrielles, commerciales ou diplomatiques.

On observe néanmoins l'émergence de coopérations concrètes, qui montrent qu'un apprentissage collectif reste possible : partenariats industriels autour des nouveaux programmes en Europe, coopérations bilatérales sur la sûreté et les compétences, ou encore montages intégrés "technologie + ingénierie + financement" portés par certains États exportateurs (comme la Chine avec CNNC et la Russie avec Rosatom). Ces dispositifs ne suppriment pas les contraintes de souveraineté, mais ils peuvent accélérer la montée en maturité des filières, en particulier dans les pays qui redémarrent un programme après une longue interruption.

Dans ce cadre, les SMR et les réacteurs de quatrième génération constituent une extension naturelle de la relance en cours : ils peuvent ouvrir de nouveaux usages du nucléaire (chaleur industrielle, applications couplées, flexibilité accrue selon les designs), améliorer certains paramètres de performance et renforcer, à terme, la maîtrise du cycle du combustible. Pour autant, ces technologies ne contournent pas les contraintes structurantes observées aujourd'hui. Elles devront elles aussi franchir une phase initiale exigeante — effets "premier de série", retour d'expérience limité, chaîne industrielle à qualifier, économies d'échelle encore incomplètes — avant de pouvoir délivrer pleinement leur promesse technico-économique.



En définitive, la relance du nucléaire ne sera durable et globale que si trois conditions sont réunies simultanément : un accès à des sources de financement compétitives, une excellence opérationnelle permettant de maîtriser coûts et délais, et une continuité industrielle appuyée par des coopérations ciblées pour diffuser le retour d'expérience.

C'est la combinaison de ces trois leviers — et non l'activation d'un seul — qui déterminera la capacité à transformer les ambitions en projets livrés dans des conditions économiques soutenables.



Schwartz and Co Paris  
78 avenue Raymond Poincaré  
F-75116 Paris  
Tel : +33 (0)1 75 43 53 40  
Fax : +33 (0)1 75 43 53 49

Schwartz and Co Bruxelles  
Avenue Louise, 523  
B-1050 Bruxelles  
Tel : +32 2 669 07 13  
Fax : +32 2 627 47 37

Schwartz and Co Luxembourg  
3 Place d'Armes  
L-1136 Luxembourg  
Tel : +352 278 60 400  
Fax : +352 278 61 237

Schwartz and Co Londres  
167-169 Great Portland Street  
5th Floor  
London W1W 5PF  
Tel : +44 (0)207 183 2742

Schwartz and Co Lausanne  
Rue du Simplon, 37  
CH-1006 Lausanne  
Tel : +41 (0)21 588 15 24

[info@schwartz-and-co.com](mailto:info@schwartz-and-co.com)

[www.schwartz-and-co.com](http://www.schwartz-and-co.com)