



# **RELANCER LE NUCLÉAIRE ? ENJEUX DES COÛTS ASSOCIÉS ET DE LEUR FINANCEMENT**

---

Romain Schweizer et Victor Richet

## AUTEURS

---



### Romain Schweizer

Romain Schweizer est diplômé de l'Université Paris-Dauphine et de l'ENSAE. Il a soutenu une thèse sur l'intégration des risques liés au dérèglement climatique par le secteur financier sous la direction de Pierre-Noël Giraud avant de rejoindre le département d'économie de France Stratégie pour participer à la rédaction du rapport Pisani-Ferry & Mahfouz, *Les incidences économiques de l'action climatique*. Il a rejoint l'Institut Avant-garde en septembre 2024.



### Victor Richet

Victor Richet est polytechnicien, diplômé d'un master en Génie nucléaire à l'Institut national des sciences et techniques nucléaires. Après une expérience comme adjoint au conseiller nucléaire du CEA de Varsovie, il travaille désormais chez Assystem en appui aux activités d'ingénierie de maintenance et de rénovation des réacteurs nucléaires pour les visites décennales à la Division ingénierie du parc nucléaire et de l'environnement d'EDF.

Les auteurs tiennent à remercier Harry Bernas (CNRS) et Simon Férière (France Stratégie) pour les échanges fructueux en amont de la rédaction de cette note et pour leur relecture attentive.

# SOMMAIRE

---

## Table des matières

AUTEURS .....	2
SYNTHÈSE .....	4
INTRODUCTION .....	7
<b>CHAPITRE 1 – LES GRANDS PRINCIPES DU FINANCEMENT DE LA CONSTRUCTION DU NUCLEAIRE CIVIL .....</b>	<b>9</b>
1. QUELQUES GENERALITES SUR LE FINANCEMENT DES CENTRALES NUCLEAIRES .....	9
2. L'INTERNATIONALISATION CROISSANTE D'UNE INDUSTRIE .....	12
<b>CHAPITRE 2 – LES DIFFÉRENTES STRATEGIES DE FINANCEMENT DU NUCLEAIRE .....</b>	<b>15</b>
1. L'EXEMPLE DU FINANCEMENT DU PARC NUCLEAIRE FRANÇAIS.....	15
2. TOUR D'HORIZON DES MECANISMES DE FINANCEMENT RECENTS DU NUCLEAIRE AILLEURS EN EUROPE ET DANS LE MONDE .....	19
2.1. LES EXEMPLES TURCS & EMIRATIS : PEU REPLICABLES EN EUROPE .....	19
2.2. L'EXEMPLE FINLANDAIS DU <i>MANKALA</i> : LE FINANCEMENT COOPERATIF .....	20
2.3. L'EXEMPLE HONGROIS : LE FINANCEMENT ETATIQUE DIRECT .....	21
2.4. L'EXEMPLE BRITANNIQUE : L'INGENIERIE FINANCIERE .....	21
2.5. LES EXEMPLES TCHEQUES ET POLONAIS : COMBINAISON DES APPROCHES .....	24
3. QUELLES CONCLUSIONS EN TIRER ?.....	25
<b>CHAPITRE 3 – LES AUTRES ENJEUX : LE CYCLE DU COMBUSTIBLE, LE MAINTIEN D'UNE FILIERE SUR LE LONG TERME, LA RESPONSABILITE CIVILE NUCLEAIRE .....</b>	<b>28</b>
1. LE CYCLE DU COMBUSTIBLE :.....	28
1.1. L'AMONT DU CYCLE : UNE SOURCE DE COUTS SOUMISE A DES QUESTIONS GEOPOLITIQUES.....	28
1.2. L'AVAL DU CYCLE ET LE DEMANTELEMENT DES INSTALLATIONS : UN POSTE DE COUT BIEN ANTICIPE PRESENTANT DES INCERTITUDES, MAIS AUSSI DES OPPORTUNITES .....	31
2. LE BESOIN DE PERSONNEL BIEN FORME SUR LE TEMPS LONG POUR EVITER LES PENURIES AUX MOMENTS STRATEGIQUES .....	32
3. LES COUTS ASSOCIES AU RISQUE D'ACCIDENT NUCLEAIRE MAJEUR .....	34
<b>CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>36</b>

La multiplication des engagements en faveur de la décarbonation, combinée aux récents chocs sur les prix de l'énergie – et parfois jusqu'à l'accès –, a ravivé le débat sur la capacité de production nucléaire dans de nombreux États européens. En France, c'est le discours du Président de la République à Belfort, au cours duquel il a réaffirmé, après plusieurs décennies d'incertitude, le rôle central de cette énergie, qui a remis ces débats au centre de l'attention. Mais cette décision de l'exécutif est intervenue alors même que la Cour des Comptes pointait le coût du nucléaire : l'EPR de Flamanville<sup>3</sup> a ainsi coûté au total 23 Md€<sub>2023</sub> tandis qu'EDF estime que les coûts de construction *overnight*<sup>1</sup> de trois paires d'EPR<sup>2</sup> seraient de 79,9 Md€<sub>2023</sub>, à conditions économiques inchangées et hors effet de l'inflation. Il convient donc de s'interroger sur les meilleures façons de financer cet ambitieux projet, dont la nécessité et l'ancrage politique ont été réaffirmés lors du dernier Comité de Politique Nucléaire présidé par E. Macron le 17 mars dernier.

Quels sont les grands enjeux liés au financement des centrales nucléaires, en particulier le coût du capital et de l'investissement ? À partir d'une étude historique du financement du nucléaire français, nous illustrons pourquoi l'évolution vers la libéralisation du marché de l'électricité a fragilisé la capacité à mobiliser le capital nécessaire à des projets nucléaires.

D'autres enjeux impactent le coût de l'électricité produite et par voie de conséquence le coût du projet, tout en n'étant pas liés au coût de l'infrastructure en tant que tel. De tels enjeux incluent les stratégies et aspects géopolitiques associés au cycle du combustible, mais aussi la complexité pour la filière de délivrer un projet aussi complexe plusieurs décennies après le précédent (ce qui a entraîné des retards et des surcoûts, soulignant l'importance des compétences, notamment en pilotage). Ils incluent également les aspects liés à la responsabilité civile nucléaire dans le cas d'un accident.

Il ressort de notre analyse que les projets de centrales nucléaires en Europe ne deviennent intéressants pour l'investissement privé que si les gouvernements interviennent pour « dé-risquer » (vis-à-vis de la durée de construction, des risques de construction, des risques politiques, de la disponibilité du capital), ce qui implique inévitablement une exposition des contribuables ou des consommateurs. À cette première conclusion s'ajoutent des considérations sur la nécessité de définir et mettre en œuvre une stratégie politique de filière cohérente par rapport à des objectifs et au fil du temps, ce qui contribue également à dé-risquer les aspects liés aux combustibles (amont et aval), ou aux compétences et à la sous-traitance.

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire sans la prise en compte des intérêts intercalaires (voir infra)

Aussi, nous formulons les recommandations ci-dessous aux décideurs publics qui voudraient s'appuyer sur cette énergie pour décarboner leurs économies.

*Recommandation n°1 : Les décideurs doivent assumer le coût de cette énergie pour les finances publiques.*

Les projets de centrales nucléaires comportent un profil de risque spécifique par rapport à d'autres investissements en raison de leurs besoins élevés en capital initial, de leurs longs délais de construction, de leurs dépassements réguliers de budgets et de délais, ainsi que de certains risques liés à leurs revenus. Le plus souvent, la viabilisation financière des projets de centrales de grande puissance nécessite une implication de la puissance publique dans la réduction des risques associés, que ce soit via des garanties de prêts, des garanties de revenus, la (partielle) propriété étatique des fournisseurs ou d'autres mécanismes. À l'inverse, les rares modèles de financement qui exposent complètement les investisseurs privés au risque de marché entraînent des coûts en capital bien souvent insoutenables pour les constructeurs. Dans un contexte de budgets publics contraints, les décideurs politiques qui considèrent l'énergie nucléaire comme un élément nécessaire à la décarbonation de nos économies doivent donc énoncer clairement et anticiper que le budget public devra participer de manière significative au partage des risques.

*Recommandation n°2 : Ce coût peut être abaissé grâce à la participation des industriels électro-intensifs, mais cette stratégie doit se faire en cohérence avec les ambitions de réindustrialisation.*

La volonté de réindustrialisation est de plus en plus affirmée par les dirigeants de l'Union européenne, notamment face au nouveau contexte géoéconomique. Cette réindustrialisation devra se faire sur la base de processus industriels décarbonés, potentiellement fortement consommateurs d'énergie électrique (fours à arc électrique dans la sidérurgie, production décarbonée d'hydrogène...). Il est donc crucial de garantir aux industriels à la fois une sécurité d'approvisionnement et une visibilité à long terme. En s'inspirant du modèle finlandais du Mankala, il est possible d'impliquer les industriels dans le financement de la construction des nouveaux réacteurs. Ce mécanisme permettrait à la fois d'abaisser les coûts de financement pour les constructeurs et aux industriels de bénéficier de droits de tirage électrique à prix coûtant, réduisant ainsi d'autant leurs coûts et renforçant leur compétitivité. La mise en place d'une telle stratégie doit donc mettre en cohérence politique de réindustrialisation et stratégie de déploiement de l'énergie nucléaire.

*Recommandation n°3 : L'énergie nucléaire est une énergie qui impose une vision stratégique de long terme sur l'emploi et les compétences, qui doit être en partie organisée par l'État.*

La pénurie de main-d'œuvre à laquelle fait face la France tant pour ses opérations de grand carénage que pour la relance de son industrie nucléaire était un phénomène anticipable, car les durées de vie des centrales sont connues avant même leur mise en service. Cela n'a pourtant pas été fait. Les gouvernements qui décideront de se lancer dans le nucléaire devront à l'avenir ne pas recommencer de telles erreurs et ainsi veiller à :

- Maintenir continuellement un niveau minimal d'activité pour la filière dans sa totalité. Cela pourra se faire en misant sur un déploiement progressif des projets de nouvelles

centrales (plutôt que sur un plan massif et simultané) et le lancement de projets intermédiaires. La mise en place d'une politique de formation continue, éventuellement couplée à un système de mentorat qui permette d'assurer un transfert de savoir-faire.

- Une veille sur les compétences critiques pour permettre d'identifier les métiers en tension et mettre en place des incitations pour attirer et former les profils nécessaires.

*Recommandation n°4 : En l'état des technologies déployées, l'approvisionnement en combustible des centrales, ainsi que la gestion des combustibles usés, peut constituer une dépendance géopolitique plus qu'économique, ce qui doit être pensé et planifié.*

- Si le coût du combustible ne représente pas une problématique majeure, les enjeux géostratégiques liés à l'approvisionnement futur en uranium — à l'image des problématiques concernant les matériaux critiques pour la transition énergétique (terres rares, lithium, cobalt) — doivent être intégrés à la réflexion au-delà du seul prisme économique. La constitution de stock stratégique ou la diversification et la mise en place de stratégie de friendshoring pour l'approvisionnement en uranium doivent être envisagées.

Les montants impliqués pour la gestion des combustibles usés sont fortement influencés par la stratégie adoptée concernant le cycle du combustible. Il importe donc d'appliquer une planification précoce et précise à l'échelle nationale concernant cet aspect.

# INTRODUCTION

---

Après une période de ralentissement en Occident (on peut noter que les programmes de construction indiens, russes ou chinois n'ont pas ralenti) qui a fait suite à l'accident de Fukushima en 2011, l'énergie nucléaire fait un retour en force dans l'opinion publique. Aujourd'hui en effet, même si le nucléaire représente toujours moins de 10 % de la production mondiale d'électricité, on constate à travers le monde une augmentation des politiques favorables à cette technologie dans de nombreux pays : [relance](#) de la production au Japon, extension de la durée de vie des réacteurs en France, mise en service de nouveaux réacteurs en [Chine](#), en Inde ou bien encore en [Corée](#), éclosion d'un écosystème de start-ups nucléaires aux USA ou au Canada. Cette mise à l'agenda politique s'est accompagnée d'investissements massifs, en hausse de 50 % depuis 2020 ([A.I.E., 2025](#)), dédiée tant à la construction de nouveaux réacteurs qu'à l'extension de la durée des unités existantes<sup>1</sup>.

Cette renaissance avait d'ailleurs été prophétisée, voire encouragée, par différentes institutions internationales. Dans la dernière version de son scénario *Net Zero Emission* pour 2050, l'Agence internationale de l'énergie (A.I.E.) soulignait ainsi la place importante qu'occupait le nucléaire dans un mix énergétique mondial susceptible de limiter le réchauffement climatique à une élévation de 1,5°C. Dans leurs scénarios, les capacités mondiales doublent à l'horizon 2050, passant de 413 à 916 GW. Des chiffres qui font écho à [la déclaration](#) de la COP28<sup>2</sup> visant à tripler la puissance installée et aux [projections](#) de l'AIEA, dont les chiffres oscillent entre 514 et 950 GW de puissance installée à l'horizon 2050, mais qu'il convient également de relativiser par rapport aux autres énergies envisagées. L'énergie nucléaire reste en effet une énergie nécessitant un haut degré de technicité, que tous les pays ne maîtrisent pas.

Ces évolutions s'accompagnent en outre d'autres évolutions, tout aussi majeures. La carte mondiale du nucléaire civil, en particulier, est en pleine évolution. Alors que dans les années 1990, c'est l'Europe qui était en tête dans le domaine, la moitié des projets nucléaires aujourd'hui en construction [se trouvent](#) en Chine. Le géant asiatique devrait d'ailleurs dépasser à la fois l'Union européenne et les États-Unis en termes de capacité nucléaire d'ici 2030.

---

1 Environ 63 réacteurs nucléaires sont actuellement en construction, représentant plus de 70 gigawatts (GW) de capacité et, au cours des cinq dernières années, il a été décidé de prolonger la durée de vie de plus de 60 réacteurs à travers le monde, soit près de 15 % du parc mondial.

2 Les 25 pays qui avaient initialement signé cette déclaration ont été rejoints par 6 autres à l'occasion de la COP29 de Bakou

Mais le Vieux Continent n'est pas en reste, ou du moins affirme ne pas vouloir le rester, comme en témoigne le lancement, en février 2023, d'une [alliance européenne du nucléaire](#), regroupant 15 pays emmenés par la France, dont le but est de plaider pour la reconnaissance du nucléaire civil au sein de l'UE afin d'assurer un approvisionnement énergétique fiable et décarboné. En France, plus particulièrement, c'est l'étude « [Futurs énergétiques 2050](#) » du gestionnaire du réseau RTE qui a souligné que le renouvellement d'une partie du parc nucléaire, en complément d'un investissement soutenu dans les énergies solaire et éolienne, pouvait être un élément à prendre en compte pour la décarbonation de l'économie. Et surtout, c'est le [discours](#) d'Emmanuel Macron à Belfort, le 10 février 2022, dans lequel le Président a appelé à la construction de six nouveaux EPR sur le territoire national d'ici 2035, qui a relancé le débat sur la faisabilité et la désirabilité de cette énergie pour l'atteinte des objectifs de décarbonation que s'est fixés le pays.

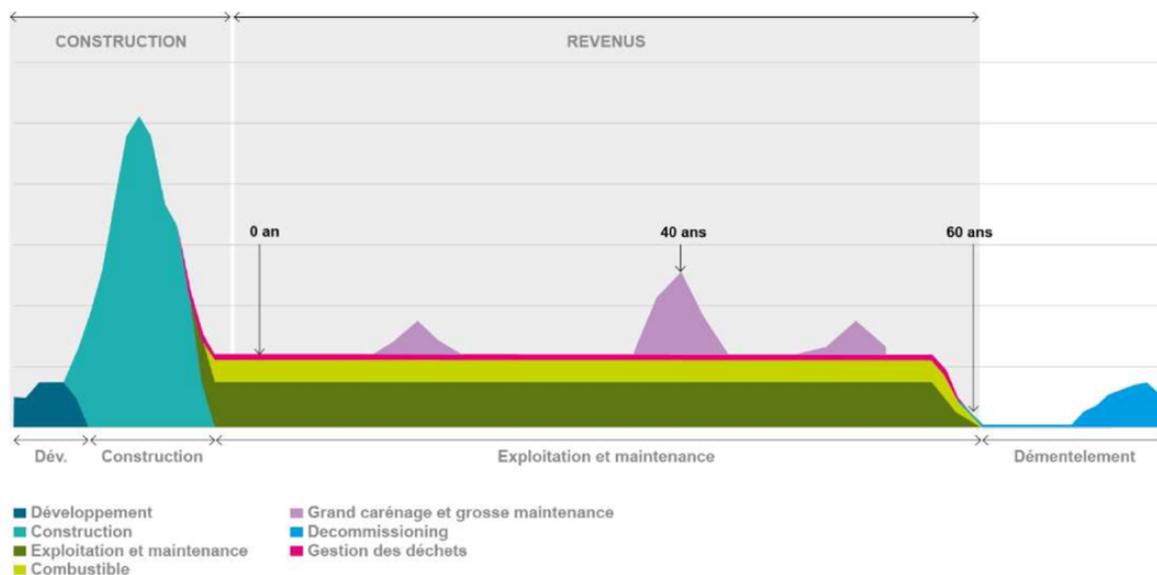
En effet, la mise en œuvre concrète de ces scénarios – tant à l'échelle nationale, qu'europpéenne ou mondiale – n'est pas sans soulever des défis majeurs, notamment financiers. Dans une vision pragmatique, et indépendamment d'une prise de position sur la nécessité ou non d'adopter cette énergie, il convient donc de s'interroger sur les différents aspects de ces défis. Dans une première partie, nous revenons sur les spécificités du financement des réacteurs nucléaires de grande puissance. Dans une deuxième, nous présentons un certain nombre d'études de cas qui illustrent la façon dont d'autres pays ont financé la construction de leurs réacteurs et dont la France pourrait s'inspirer. Dans une dernière partie, enfin, nous élargissons la focale au-delà des simples problèmes des coûts de financement pour souligner les autres défis économiques auxquels le nucléaire doit faire face.

# CHAPITRE 1 – LES GRANDS PRINCIPES DU FINANCEMENT DE LA CONSTRUCTION DU NUCLEAIRE CIVIL

## 1. Quelques généralités sur le financement des centrales nucléaires

En plus du cadre d'analyse commun à toutes les unités de production électrique (et à nombre d'autres infrastructures), il importe de souligner ce qui distingue le nucléaire civil. Les centrales nucléaires de grande taille présentent en effet des profils financiers particulièrement capitalistiques, qui les distinguent des unités de production d'électricité thermiques<sup>1</sup>. D'une manière générale en effet, elles ont des coûts fixes – qui englobent à la fois les coûts de construction et les coûts d'exploitation et de maintenance – très importants, et ce, avant même qu'ils ne produisent de l'électricité. À l'inverse, leurs coûts de fonctionnement sont, relativement faibles, le prix du combustible ne représentant qu'une part de l'ordre de 10% à 20% de leur prix de fonctionnement (Sfen, 2022). À titre de comparaison, le prix du combustible contribue pour 70 % à 90 % dans le cas des centrales à gaz ou à charbon.

Figure 1- Profil de dépense d'un réacteur nucléaire



<sup>1</sup> En cela, ils se rapprochent des profils des unités de production des ENR, mais pour lesquels les coûts de fonctionnement sont encore plus faibles ?

À ce profil capitalistique particulier s'ajoutent deux autres spécificités. Premièrement, leur taille et donc leur coût unitaire. Au sein de toutes les infrastructures, qu'elles soient énergétiques ou d'autre nature, les centrales nucléaires sont parmi les plus coûteuses à construire, notamment lorsque ceux-ci sont encore accentués par l'effet « tête de série ». Si, selon les constructeurs, des économies pouvaient être réalisées grâce à des économies d'échelle à l'avenir, certains analystes soulignent que de tels effets peinent à se matérialiser, tant les caractéristiques techniques d'une centrale ou d'un réacteur peuvent varier d'un projet à un autre, tant il existe de différences entre les temps de construction et les évolutions des normes de sécurité, par exemple.

Deuxièmement, leur durée. Même lorsqu'ils se déroulent sans accroc particulier, les projets nucléaires impliquent des temporalités longues. Si les délais de construction (du premier béton au démarrage des essais) annoncés se situent généralement autour de 5 à 7 ans, dans la majorité des pays, des retards importants sont **constatés**, et rares sont les projets qui voient le jour sous 10 ans<sup>1</sup>. Une caractéristique qui tient en particulier à leur complexité technique qui implique, en plus de leurs phases de construction, une phase préalable d'études (étude du site, design de sûreté spécifique particulièrement réglementé, autorisations administratives spécifiques, etc.) – qui **peut durer** jusqu'à 5 ans – suivies d'une phase de tests avant leur mise en service effective, elle-même graduelle jusqu'à ce que le réacteur atteigne sa pleine puissance<sup>2</sup>. Le tableau ci-dessous illustre certaines de ces spécificités pour quelques réacteurs récents.

**Tableau 1 - Coûts de construction des récents projets « tête de série » de génération III/III+**

Type	Pays	Nom du réacteur	Date de début de la construction	Estimation initiale du temps de construction (Années)	Temps de construction réel (Années)	Estimation initiale du coût* (€ <sub>2018</sub> /KW)	Coût réel* (€ <sub>2018</sub> /KW)
AP1000	Chine	Sanmen 1,2	2009	5	9	1737	2681
	U.S.	Vogtle 3,4	2013	4	10/11	3655	7310
APR1400	Corée	Shin Kori 3,4	2008	5	8/10	1554	2049
EPR	Finlande	Olkiluoto 3	2005	5	18	1717	4865

<sup>1</sup> Le réacteur n°3 de Flamanville en France, connecté au réseau récemment, affiche ainsi un record de 17 ans de délai de construction.

<sup>2</sup>Ces délais peuvent de surcroît souvent être étendus du fait de retards, liés aux alternances politiques et aux oppositions populaires que peuvent rencontrer les projets nucléaires. Le cas paradigmatique étant celui de la centrale nucléaire de Zwentendorf en Autriche, qui à peine achevée, a été mise à l'arrêt à la suite d'un référendum puis d'un vote du parlement pour la sortie du nucléaire en 1978. Mais sans aller jusqu'à cet extrême, le caractère particulier de l'énergie nucléaire en fait souvent un objet de débat politique plus sensible que d'autres énergies.

	France	Flamanville 3	2007	5	17	1603	7327
	Chine	Taïshan 1,2	2009	4,5	9	1666	2739
APR1400	E.A.U	Barakah 4	2015	5	9	2920	3726
VVER	Turquie	Akkuyu 1	2018	7	7	5000	5200

Lecture : \* par KW de puissance installée. (Lorsque les chiffres ne sont pas disponibles par réacteur, les valeurs données sont des estimations à partir des coûts des projets totaux.)

Source : *NEA 2020, PRIS, Construction Review, World Nuclear Association*

Ces spécificités impliquent que le financement des projets nucléaires de grande ampleur présente des profils de risque particuliers pour l'investisseur (actionnaires ou prêteurs), quel que soit celui-ci et quel que soit le mécanisme de financement retenu. Aussi, ceux-ci exigent-ils une prime de risque particulièrement élevé. Or, durant la phase de construction, les sommes prêtées constituent des avances (qui permettent, notamment, de payer les sous-traitants qui réalisent les travaux) tandis que l'exploitant de la centrale (le « producteur d'électricité » dans notre classification) n'ayant aucun revenu, aucun remboursement (ou presque) du prêt n'a lieu sur cette période (ni le capital ni les intérêts). Au cours de cette période, les intérêts (composés) dits « intercalaires » sont calculés sur la base de la somme des avances versées, c'est-à-dire du capital du prêt, qui croît au fur et à mesure de l'avancement des travaux.

C'est cette structure de financement, couplée aux deux spécificités propres aux centrales nucléaires (durée et taille) décrites plus haut, qui explique la majeure partie des coûts de l'électricité nucléaire.

Pour bien le comprendre, considérons, à titre illustratif, une période de construction de 5 ans, des avances annuelles de 1 000 et un taux d'intérêt de 6 %. À la fin de la construction, les intérêts cumulés de cet exemple représentent 15 % du montant total des travaux et des intérêts.

**Tableau 2 - Illustration du poids des intérêts intercalaires sur un projet d'une durée de 5 ans**

Année	1	2	3	4	5
<b>Capex</b>	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Capex cumulés</b>	1000	2000	3000	4000	5000
<b>Intérêts (6%)</b>	60	120	180	240	300
<b>Intérêts cumulés</b>	60	180	360	600	900
	6%	8%	11%	13%	15%

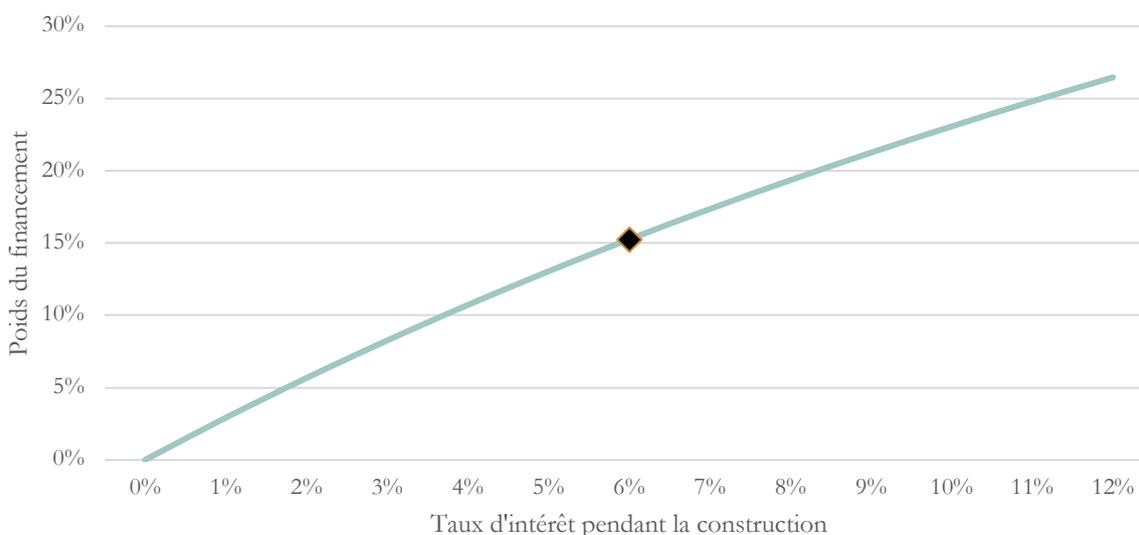
Source : auteurs

Au terme de la période de construction, un nouveau prêt prend le relai du prêt initial. Le montant total de l'investissement et des intérêts dus pendant la période de construction est additionné dans

le capital du nouveau prêt (5 900 dans l'exemple du Tableau 2), qui porte un taux d'intérêt plus faible étant donné que le risque associé à la construction n'existe plus.

Au total, les coûts de financement (le taux de rémunération du capital, qui correspond au taux d'actualisation) ont donc un impact particulièrement important sur le coût de l'électricité produite. À titre illustratif, la Figure 1 ci-dessous représente le poids du financement et des intérêts intercalaires dans selon le taux d'intérêt considéré (le losange représente les 6 % retenu dans l'exemple ci-dessus).

**Figure 2 - Illustration de la relation entre le taux d'intérêt appliqué durant la phase de construction et le poids du financement dans le coût total du projet.**



Source : auteurs

Il faut bien sûr noter que la prime de risque exigée par les investisseurs, et donc le taux d'actualisation, est bien sûr également fonction des modalités de la rémunération du capital investi, qui lui-même dépend des dispositifs de vente et des prix de l'électricité produite une fois la centrale achevée. C'est en particulier sur ce point que peuvent jouer les opérateurs pour faire baisser les primes de risque.

Il convient en conclusion de souligner que ce profil, quoique particulièrement prononcé pour les projets nucléaires, s'applique à la plupart des grands projets d'infrastructure capitalistiques (ouvrages hydroélectriques, parcs éoliens en mer, etc.).

## 2. L'internationalisation croissante d'une industrie

Au-delà de ces mécanismes généraux concernant le financement des centrales nucléaires s'ajoutent des évolutions historiques qui portent en particulier sur une forme de plus en plus poussée d'internationalisation de l'industrie. Pour la comprendre, il importe de revenir sur les différents acteurs impliqués dans la planification, le financement, la construction et l'exploitation d'une

centrale (ou d'un réacteur) nucléaire. De façon schématique, on peut ainsi distinguer, a minima, trois idéaux types d'acteurs en fonction de leurs activités : 1) l'entreprise productrice et vendeuse d'électricité, qui planifie la construction de la centrale électrique en choisissant le modèle et la technologie ; 2) le constructeur de la centrale à proprement parler et 3) les investisseurs.

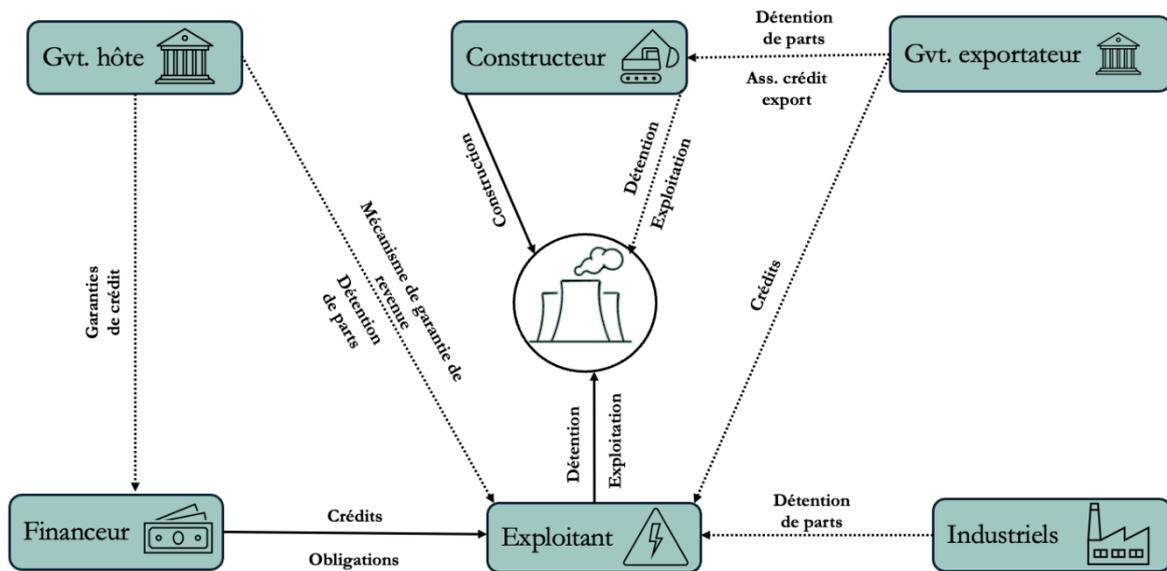
Au début de l'ère du nucléaire civil, dans les années 1950 et 1960, les programmes étaient principalement nationaux, les constructeurs des centrales étant sous la même juridiction<sup>1</sup> que les entreprises producteurs d'électricité et bénéficiant ainsi du soutien des gouvernements hôtes, voire confondus. C'est en particulier sur ce modèle que ce sont développés les programmes nucléaires civils des États-Unis, de l'Union soviétique, de la France (voir infra), de l'Allemagne et du Royaume-Uni (OCDE, 2010).

Ces dernières années cependant, certains pays qui ne disposaient pas de centrales ou qui souhaitent relancer leur programme ont commencé à planifier et à construire de nouveaux réacteurs dont la technologie avait été développée par des acteurs étrangers. Le marché des centrales nucléaires est ainsi passé d'une orientation principalement nationale à un marché d'exportation, ce qui a donné lieu à l'émergence de différents modèles de partenariat entre constructeurs et opérateurs des centrales, eux-mêmes adossés à différents modèles de financement (IAEA, 2014). Au sein de ces modèles, qui présentent chacun des spécificités à distinguer au cas par cas, on peut néanmoins distinguer deux grands types de modèle. Un premier, le modèle BOT (*Build-Own-Transfer*) dans lequel le fournisseur de la centrale peut assurer la construction et (au moins en partie) le financement du projet jusqu'à son achèvement, puis transférer la propriété de la centrale à l'entreprise qui l'a commandée. Dans le second, le modèle BOO (*Build-Own-Operate*), le fournisseur du réacteur ne se contente pas de construire et financer la centrale, mais en assure également l'exploitation. Les modes de financement, s'ils diffèrent dans leurs détails d'un pays à un autre, peuvent être schématiquement expliqués comme suit (cf. Figure 3).

---

<sup>1</sup> Quand elles n'étaient pas carrément confondues, comme c'était le cas d'EDF

Figure 3 - Représentation schématique des modèles de financement



Lecture : Les lignes pleines représentent les relations standards, celles en pointillés les relations optionnelles

Source : Weibezahn et al. 2024

Il est important de noter que plusieurs schémas peuvent exister, notamment vis-à-vis de l'exploitant et du constructeur. Ceux-ci peuvent être confondus (cas d'EDF en France, ou au Royaume-Uni), comme dissociés, mais également « importants » (cas de Taishan, où EDF construisait pour le chinois CNNC). L'exploitant peut également être une société créée pour l'occasion (ce fut le cas notamment aux Émirats arabes unis, ou en Finlande), dépendant du constructeur pour sa montée en compétences. Enfin, le constructeur peut également être différent du fournisseur de technologie.

Dans les deux cas, il convient de noter qu'une part importante des risques est assumée par les constructeurs de centrales. Si ces derniers acceptent de porter ce risque, c'est en particulier, car cela facilite leur entrée sur de nouveaux marchés, en particulier dans des pays où le secteur financier est peu développé et incapable de financer un projet d'une telle ampleur et aux risques élevés, ou dans des pays n'ayant pas encore d'industrie nucléaire. La contrepartie étant que les sommes engagées étant tellement importantes, cela peut, dans le cas de projets mal maîtrisés, menacer leur solvabilité (Terlikowski et al., 2019), même si certains acteurs privilégient les questions d'influence géopolitiques sur ces considérations.

# CHAPITRE 2 – LES DIFFÉRENTES STRATEGIES DE FINANCEMENT DU NUCLEAIRE

---

## 1. L'exemple du financement du parc nucléaire français

Au sortir de la guerre, le Général de Gaulle décide de créer le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) afin de coordonner tous les programmes de recherche liés au nucléaire, dont fait partie la production d'électricité, dans le but d'industrialiser cette source d'énergie pour le pays. Une décennie plus tard, un premier réacteur d'une puissance de 2 MW est mis en service à Marcoule<sup>1</sup>. Ce premier réacteur expérimental sera très vite – en 1958 et en 1960 - suivi par deux autres, d'une puissance cette fois de 40MW. Ces réacteurs fonctionnent selon la technologie, française, dite UNGG (uranium naturel graphite gaz), qui a été retenue pour des raisons d'indépendance stratégique, le graphite et l'uranium naturel étant les deux seules matières de base dont la France était sûre de disposer rapidement et en grandes quantités sans avoir recours à des importations (Grenèche, 2016). Ces premiers réacteurs ont été financés directement par l'État. La question énergétique était alors considérée comme une responsabilité directe du gouvernement, qui cherchait en outre à démontrer l'efficacité de cette nouvelle source d'énergie et de soutenir des activités militaires connexes.

À la suite de ces premiers succès gérés par le CEA, il est demandé à EDF, alors entreprise publique de production d'électricité, de mettre en place ce qui sera par la suite appelé le « programme électronucléaire français ». Celui-ci commence, en 1957, par la construction du premier réacteur (d'une puissance de 70 MW) de la centrale de Chinon, qui sera raccordé au réseau en 1963. Pour initier le programme, l'État accorde cette année-là à l'entreprise près du tiers de son financement. À sa suite de ce premier réacteur, neuf autres du même type – dits de « première génération » – seront construits en France, le dernier d'entre eux, Bugey 1 (d'une puissance de 540 MW), étant raccordé au réseau en 1972. Cette première phase a été l'objet d'un contrat de programme, conclu pour une durée de cinq ans sur la période 1971-1975, signé entre l'État et EDF dans le cadre du 6e plan quinquennal (à l'époque l'entreprise est verticalement intégrée et détient le quasi- monopole de la production et de la fourniture d'électricité). En parallèle, EDF se voit stipuler par l'État, *via* une lettre de mission, qu'en matière tarifaire, l'établissement dispose d'une liberté de fixation de ses tarifs, c'est-à-dire à un niveau qui lui permet de couvrir ses coûts. Dans un contexte de croissance quasi exponentielle des ventes d'électricité et grâce à ce cadre réglementaire structuré, l'entreprise publique a ainsi pu progressivement se permettre de financer les deux tiers des investissements nécessaires sur ses fonds propres, et de conduire pratiquement sans aide de l'État l'exécution de son programme de construction. En 1970, la dotation en capital de l'État représentait ainsi moins de 10 % des investissements d'EDF ; en 1973, l'entreprise publique n'a même reçu aucun apport

---

<sup>1</sup> Celui-ci a surtout une visée militaire, car il produit du plutonium.

public. Les besoins qui n'étaient pas couverts par autofinancement l'étaient grâce à des emprunts émis sur les marchés financiers, par ailleurs souscrits sans la garantie explicite de l'État.

Au total, en 1973, la puissance totale installée du parc est de 2084 MW et ce dernier fournit environ 8% de la production électrique française, tandis que 65% proviennent de centrales thermiques à combustibles fossiles. C'est dans ce contexte que survient le premier choc pétrolier qui voit le cours du baril quadrupler en octobre 1973 et mars 1974. Georges Pompidou décide alors d'accélérer le développement du programme électronucléaire, mais en s'appuyant cette fois sur la filière à uranium enrichi et à refroidissement par eau pressurisée développé par l'entreprise américaine *Westinghouse*, essentiellement sur la base d'arguments de coûts, mais également de sûreté et de compacité<sup>1</sup>. Il s'agit là d'un point important, car, en ayant recours à la licence états-unienne, EDF se définit ainsi principalement comme exploitant de centrales plutôt que comme constructeur ou concepteur. C'est également ce changement de technologie – aujourd'hui encore très largement majoritaire – qui fait que ces réacteurs sont souvent qualifiés en France de « réacteurs de 2<sup>ème</sup> génération ».

Un programme de construction de très grande ampleur, connu sous le nom de « Plan Messmer »<sup>2</sup>, est alors lancé. Il prévoit initialement la construction de 13 réacteurs de 900 MW (dits 'Palier 900'), issus d'une licence américaine, et fera l'objet de multiples plans de construction additionnels. À la différence des réacteurs de 1<sup>ère</sup> génération, et compte tenu de l'explosion des besoins de trésorerie que demande un plan d'une telle ampleur, la stratégie de l'autofinancement majoritaire sur fonds propres n'est plus tenable pour EDF. Si l'État reprend en partie (jusqu'en 1982) ses participations dans le financement d'EDF, c'est surtout l'autorisation que lui donne le gouvernement d'emprunter pour l'équivalent de 40 milliards d'euros qui permet la réalisation de ce projet exceptionnel. Notons par ailleurs que, si ces prêts ne bénéficiaient pas officiellement de la garantie de l'État, l'entreprise bénéficiait toutefois d'une notation AAA. Plus marginalement, EDF a également bénéficié de contrats d'allocation de production sur dix tranches de production en participation avec d'autres énergéticiens européens, principalement les centrales aux frontières suisses et allemandes. Ces contrats – dits droits de tirage - reposent sur le principe d'une mise à disposition de la part de l'énergie produite à l'issue des travaux en contrepartie du paiement d'une part proportionnelle des coûts de construction, d'exploitation et de démantèlement, ce qui permet au constructeur de partager une partie des risques industriels. Au total, ce seront 54 réacteurs qui sont construits entre avril 1977<sup>3</sup> et juin 1999, date à laquelle le réacteur de Civaux 2 est raccordé au réseau.

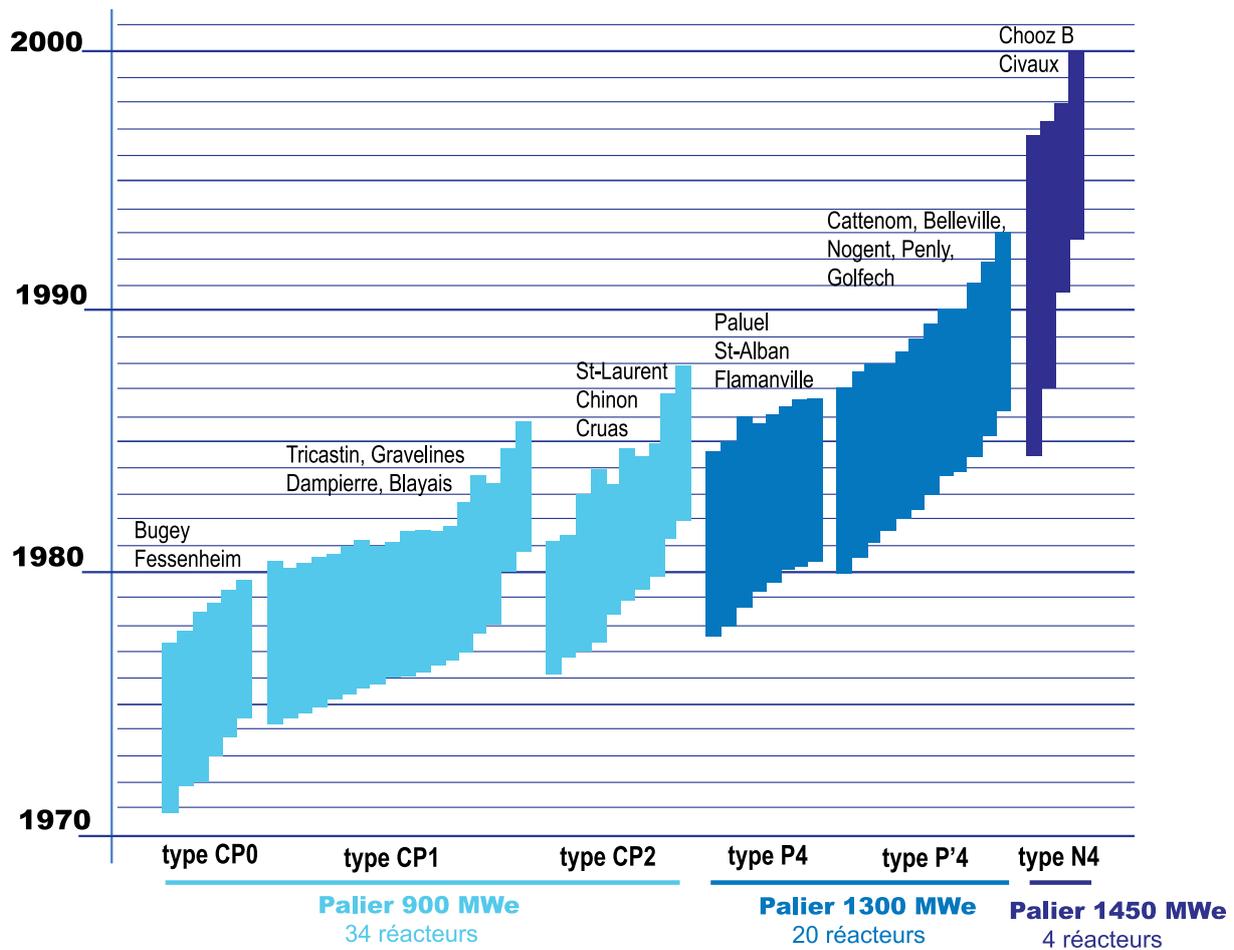
---

1 La taille maximum des réacteurs qu'il était raisonnablement possible de construire se situait autour de 700 MW, ce qui excluait tout gain économique futur par effet de taille.

2 C'est ce plan qui fera prononcer à Valéry Giscard d'Estaing sa célèbre phrase : « En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées ».

3 Date à laquelle le premier réacteur à eau pressurisée, d'une puissance de 880 MW - Fessenheim 1 - est connecté au réseau

Figure 4 - Calendrier de construction des centrales nucléaires françaises



Lecture : Répartition dans le temps (1970-2000) de la mise en service des réacteurs français en trois paliers de puissance (900, 1300 et 1450 MWe)

Source : [Wikipedia](#)

D'un point de vue plus technique, notons par ailleurs qu'on peut distinguer, entre 1977 et 1999, trois « paliers de construction », correspondant chacun à différents niveaux de puissance, mais aussi de « francisation » de la technologie. On peut citer le 'Palier 900', 34 réacteurs construits de 1971 à 1988, le 'Palier 1300', 20 réacteurs de 1978 à 1993, et le 'Palier N4', 4 réacteurs de 1984 à 1999. Ce dernier marque l'abandon des derniers éléments de design américain, pour aboutir à des réacteurs d'une puissance de 1450 MW « à la française ». Il verra également survenir les premiers dérapages en termes de coûts et de temps de construction avec les réacteurs de Chooz B1, dans les Ardennes et les réacteurs de Civaux, dans la Vienne. En parallèle, des investissements significatifs en matière de cycle du combustible sont consentis en construisant, entre 1977 et 1979, l'usine d'enrichissement Eurodif, de Pierrelatte tandis que l'usine de retraitement de La Hague est construite pour traiter les déchets provenant des réacteurs nucléaires français, mais une partie de ceux provenant des réacteurs allemands, belges, suisses, néerlandais et japonais. Au total, la puissance cumulée atteint 63,2 GW et le nucléaire fournissait, en 2024, plus de 67% de l'électricité française.

Le raccordement de Civaux 2, en 1999, sera suivi d'une pause de 25 ans dans la mise en service de nouveaux réacteurs en France (un ralentissement qu'on retrouve par ailleurs dans plusieurs pays

occidentaux), avant que ne soit raccordé, en 2025, celui de Flamanville<sup>1</sup>. Tout en restant un réacteur à eau pressurisée, comme ses prédécesseurs, ce nouveau réacteur est dit de ‘Génération III+’ du fait des évolutions, notamment en matière de sûreté intégrée dans sa conception et de sa puissance portée à 1650 MW. Initialement nommé « réacteur pressurisé européen » ou EPR (pour *European Pressurized water Reactor*), il a ensuite été rebaptisé *Evolutionary Pressurized Reactor*. En effet, la technologie EPR avait été proposée à partir de 1997 par Framatome et Siemens<sup>2</sup>, mais l’arrivée au pouvoir, en Allemagne, d’un gouvernement défavorable à l’énergie nucléaire entre 1997 et 2002 a conduit à la mise en sommeil de certaines activités en Allemagne et a eu un impact non négligeable sur le temps de développement de cette nouvelle technologie et de sa conception. Son adoption par la France a toutefois été actée à l’occasion de la loi d’orientation du 13 juillet 2005. Commencé mi-2007 avec 2012 comme objectif initial de raccordement au réseau<sup>3</sup>, ce chantier a défrayé la chronique pour les retards qu’il a subis et l’explosion de son coût<sup>4</sup>. Son financement s’est entièrement fait sur les fonds propres d’EDF, même si une part (faible) a été financée par des industriels électro-intensifs sur le modèle finlandais du Mankala (voir *infra*). Par ailleurs, la construction ayant commencé dans le contexte de marché de l’électricité libéralisé depuis les 2000, EDF ne pouvait pas, au moment où commençaient les travaux, calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur, et ce d’autant qu’aucun mécanisme de garantie de tarif d’achat de l’électricité n’avait été prévu.

Depuis, le Président Emmanuel Macron a annoncé un programme prévoyant la construction de six nouveaux réacteurs EPR2, reconception du modèle EPR initial, avec une option pour huit réacteurs EPR2 supplémentaires, dont la construction devrait débuter en 2027. Le coût initialement estimé à 51,7 milliards d’euros (56,4 milliards de dollars) a été révisé à 67,4 milliards d’euros en 2023. Cette année 2025, à l’occasion d’une réunion du Conseil de politique nucléaire (CPN) du 17 mars, l’Élysée a déclaré dans un communiqué que le Conseil avait « examiné les principaux principes du cadre de financement et de régulation » pour la construction des six EPR2. « Ce cadre repose sur un prêt public subventionné couvrant au moins la moitié des coûts de construction et un Contrat pour Différence sur la production nucléaire à un prix maximal de 100 euros par MWh en valeur 2024 »<sup>5</sup>.

De ce retour historique sur le financement du parc nucléaire français, on peut tirer plusieurs leçons. La première, c’est que la libéralisation du marché de l’électricité a eu des répercussions

---

<sup>1</sup> Les causes et surtout les effets de cette longue pause ont largement été documentés, notamment dans le rapport Folz.

<sup>2</sup>Le programme de collaboration entre la France et l’Allemagne date, lui, de 1992. Celui-ci avait des ambitions techniques (réduction de la probabilité d’un accident majeur, notamment en permettant la rétention du corium dans l’enceinte de confinement en cas de fusion du réacteur, confinement de la chaudière par une double enceinte censée résister au choc d’un avion de ligne, réduction de la consommation d’uranium et de la production de déchets à durée de vie longue ; amélioration le rendement thermique...), mais également politiques de rapprochement des deux pays.

<sup>3</sup> La construction d’un deuxième réacteur du même type, situé à Penly, avait été décidée en 2009, mais fut finalement abandonnée en février 2013.

<sup>4</sup> Les coûts de construction ont ainsi représenté 13,2 Md€<sub>2015</sub> contre les 3,2 Md€<sub>2015</sub> estimés en 2006

<sup>5</sup> Un prix à mettre en regard des coûts des énergies renouvelables.

particulièrement dommageables sur la prévision de rentabilité *ex ante* des réacteurs. Alors que la réalisation du Plan Messmer et de ses constructions subséquentes s'est faite dans le cadre d'une fixation des tarifs de l'électricité par EDF, c'est-à-dire à un niveau qui lui permet de couvrir ses coûts, la construction de Flamanville3 s'est faite sans aucun mécanisme de garantie de tarif d'achat de l'électricité. La deuxième, qu'on peut tirer tant de l'expérience récente de Flamanville que de ses prémices durant le palier N4, c'est l'importance du savoir-faire et de la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée pour éviter les dérapages en termes de calendrier et donc de coûts au moment de la construction. La troisième, enfin, c'est que le déploiement du nucléaire constitue un enjeu de long terme réclamant une planification et un engagement constant sur des échelles de temps supérieures au temps démocratique actuel (on pourra par exemple facilement déduire de ce qui précède qu'un projet de réacteur « couvre » au moins deux mandats présidentiels). Il conviendra donc de suivre les développements prochains qui feront suite aux déclarations élyséennes à l'aune de ces constatations.

## **2. Tour d'horizon des mécanismes de financement récents du nucléaire ailleurs en Europe et dans le monde**

La construction du réacteur de Flamanville-3 a été pointée du doigt pour ses dérives, notamment financières. Comme explicité ci-dessus, une part loin d'être négligeable de ces coûts est en réalité liée au prix de l'investissement et du capital. À l'exclusion des aspects techniques, technologiques et industriels, si la relance du nucléaire est actée en France, comment peut-on réduire ces coûts d'investissements ? Cette section s'intéresse aux modes de financement retenus par différents pays européens qui ont récemment ajouté (ou planifié d'ajouter) de nouvelles capacités de production nucléaire. Il s'agit ici d'illustrer la diversité des mécanismes de financement qui existe en Europe et dont pourrait s'inspirer la France dans le cas d'un renouvellement de son parc.

### **2.1. Les exemples turcs & émiratis : peu répliquables en Europe**

En 2010, un accord intergouvernemental a été conclu entre les gouvernements de la République de Turquie et la Fédération de Russie, prévoyant la construction de 4 réacteurs VVER 1200 (réacteurs à eau pressurisée de conception russe, de 1200 MW électriques) sur la côte sud de la Turquie, à Akkuyu, dans la province de Mersin. Il s'agira une fois sa construction terminée de la première centrale nucléaire de Turquie. Le premier béton du premier réacteur a été coulé en 2018, et la mise en service de ce dernier devrait avoir lieu en 2025.

Ce projet a été le premier à être financé via un modèle BOO (Build – Own – Operate, soit Construire – Posséder – Opérer). Dans ce schéma, une société de projet spécifique a été créée suivant la loi turque, initialement propriété à 100% du russe Rosatom. Cette société (donc entièrement financée par des capitaux russes) a avancé l'intégralité du financement du projet, et conserve la propriété entière de la centrale. Le retour sur investissement sera donc fourni uniquement via la vente d'électricité une fois la centrale démarrée. Le schéma prévoit également la vente potentielle par Rosatom d'une part minoritaire de la société de projet à des investisseurs extérieurs si intérêt et volonté.

En 2009, l'entreprise ENEC (Emirati Nuclear Energy Corporation), spécialement fondée pour ce faire, a annoncé que la première centrale nucléaire des Émirats arabes unis serait construite par le coréen KEPCO, suivant le design coréen APR 1400. Le projet est articulé autour de 4 réacteurs de 1400 MW électriques. À date, les quatre unités prévues ont démarré l'exploitation commerciale et produisent de l'électricité, les mises en service s'étant échelonnées d'avril 2021 à septembre 2024.

Dans ce cas, le financement a été principalement porté par un prêt direct du Ministère des Finances des Émirats arabes unis (spécifiquement l'émirat d'Abu Dhabi), pour environ 80% du coût de construction. Le complément a été apporté par la KEXIM (Export-Import Bank of Korea), ainsi que par la prise de participation en termes de capital. Cet apport en capital a permis la construction, et en 2016, l'accord de vente de l'électricité produite par la centrale a lui aussi été signé, validant au final le modèle de financement en fixant le prix auquel l'électricité serait vendue à l'opérateur de réseau.

Quand bien même ces modèles ont permis, dans les deux exemples spécifiques, à la fois le financement et la réussite des projets concernés (les dépassements de coûts et de délais ont été à bien des égards relativement mineurs comparés à des projets de même taille), ces deux modèles, notamment pour des contraintes de compatibilité avec la réglementation européenne, mais aussi de souveraineté, ne nous semblent pas transposables au cas français.

## 2.2. L'exemple finlandais du *Mankala* : le financement coopératif

En Finlande, l'investissement dans les infrastructures de production d'électricité très capitalistiques, comme les barrages, les champs d'éoliennes, mais également les centrales nucléaires est, depuis les années 60, facilité par un mécanisme coopératif original dénommé « Mankala »<sup>1</sup>. Des investisseurs (des industriels très consommateurs d'énergie, comme les producteurs de papier, ou des collectivités) participent au financement des centrales nucléaires *via* une société à responsabilité limitée. En contrepartie, ils reçoivent directement de l'électricité « à prix coûtant » depuis la centrale – le véhicule d'investissement étant une coopérative, elle n'est pas tenue de faire de marges. Ce faisant, les investisseurs se répartissent le risque et bénéficient d'un accès à une électricité à prix stable sur le long terme (Baringa, 2022).

Ce mécanisme de financement, qui couvre 40 % de la production totale d'électricité en Finlande et même deux tiers dans le cas de l'énergie nucléaire, a notamment été appliqué au réacteur Olkiluoto 3, mis en service en 2023 après plus de 17 ans de construction et pour un coût final d'environ 11 milliards d'euros contre les 3,37 prévus initialement. Il s'agit, dans ce cas, d'un réacteur EPR fourni par Framatome d'une capacité nette de 1,65 GW. Son financement a été réalisé grâce à l'investissement conjoint de grands industriels et de collectivités locales (la ville d'Helsinki est actionnaire à hauteur de 8%) via la coentreprise TVO (Teollisuuden Voima Oyj). Au total, le projet

---

<sup>1</sup> Le nom du mécanisme vient du barrage hydroélectrique éponyme, situé dans le sud-est du pays, qui, le premier, en a bénéficié.

a été financé à hauteur de 25 % en fonds propres et 75 % en dette, avec notamment un soutien de l'agence française de crédit à l'exportation.

Un autre projet nucléaire, Hanhikivi-1, avait également été initié et suivit le même schéma de financement. Il s'agissait cette fois-ci d'un réacteur de technologie russe (VVER-1200), dont la construction (décidée en 2010) a été stoppée à la lumière des événements en Ukraine en 2022.

### **2.3. L'exemple hongrois : le financement étatique direct**

En Hongrie, un projet d'agrandissement de la centrale situé à Parks (le projet Parks II) a été décidé en 2014. Fruit d'un accord signé avec Rosatom pour la construction de deux nouveaux réacteurs, le projet était initialement prévu pour être achevé en 2026. Pour son financement, le projet a bénéficié d'un financement direct de la part de l'État hongrois, qui a lui-même contracté un prêt interétatique auprès de la Russie, *via* la banque d'État *Vnesheconombank* (VEB)<sup>1</sup>, dont le remboursement doit commencer en 2031, permettant ainsi aux revenus générés par la nouvelle centrale nucléaire de contribuer au remboursement du prêt.

La Hongrie étant membre de l'Union européenne, ce modèle de financement a fait l'objet d'un long examen (plus de 2 ans) de la part de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne pour s'assurer que l'utilisation de fonds publics était conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. Au terme de l'examen, la Commission a jugé que ce mécanisme de financement ne constituait pas une distorsion du marché de l'électricité, à la condition qu'un certain nombre de conditions soient respectées. Tout d'abord, les deux nouveaux réacteurs sont construits et opérés par une société détenue à 100 % par l'État, MVM Parks II, distincte de la société étatique historique, MVM. Par ailleurs, les bénéfices réalisés par cette nouvelle entité ne pourront pas être réinvestis dans la construction ou l'acquisition d'une capacité de production supplémentaire. Par ailleurs, Parks II est tenue de vendre au moins 30 % de sa production totale sur le marché et le reste au moyen d'enchères. Aussi, la production des nouvelles unités ne bénéficie pas de prix garanti ni de revenu fixe.

Notons enfin que les sanctions financières imposées par l'Union européenne à VEB depuis le début de la guerre en Ukraine n'ont pas remis en cause le partenariat, même si, parallèlement, la Hongrie renforce sa coopération avec la France sur le projet ([Gizińska et Sadecki, 2023](#)).

### **2.4. L'exemple britannique : l'ingénierie financière**

La stratégie énergétique britannique de développement du nucléaire<sup>2</sup> et des ENR, élaborée en 2006, s'est accompagné de l'expérimentation de mécanismes de financement qui ont évolué avec le

---

1 Au total, la Russie devrait ainsi financer 80 % du coût total du projet, estimé à 12,5 milliards d'euros.

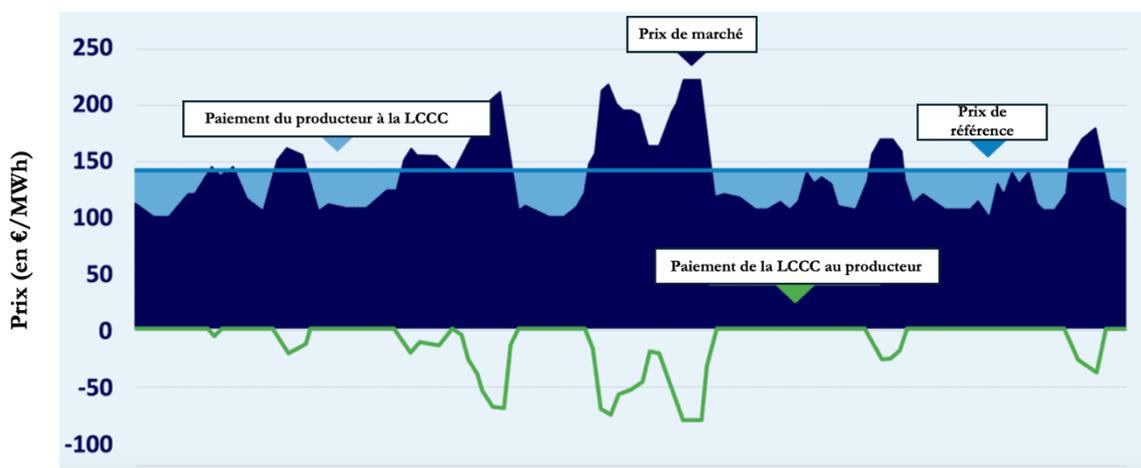
2 Cette stratégie a par ailleurs fait l'objet de révisions à la hausse et prévoit le déploiement de jusqu'à 24 GW de capacité de production nucléaire à l'horizon 2050, soit près du quart de la demande électrique projetée pour cette année-là.

temps, notamment concernant les projets de nouvelles unités de production nucléaire que sont Hinkley Point C et Sizewell C.

Initialement, les projets nucléaires devaient obéir aux mêmes règles que les projets d'ENR. Aussi, les deux réacteurs de Hinkley Point C<sup>1</sup> devaient être construits exclusivement grâce à des investissements privés (les investisseurs en assumaient donc les risques), mais pouvaient en revanche bénéficier de plusieurs garanties de la part du gouvernement. Une première contre le risque politique, qui consistait en une garantie de paiement au propriétaire de la centrale<sup>2</sup> en cas d'alternance politique hostile à l'énergie nucléaire. Une deuxième qui consistait en une garantie d'emprunt à hauteur de 2 milliards de livres.

Et enfin, une troisième, contre les fluctuations de prix, qui consistait en la mise en place de mécanismes de *Contract for Difference* (CfD) bilatéraux. Dans ce type de mécanisme, réservé aux producteurs d'énergie décarbonée, une entreprise publique, la *Low Carbon Contracts Company* (LCCC), attribue des contrats à des investisseurs privés (les développeurs) *via* des enchères, en fonction d'un prix de référence de l'électricité générée à terme (*strike price*) proposé par les développeurs/enchérisseurs. Une fois le réacteur mis en service, l'électricité produite est vendue au prix du marché de gros. Si ce prix est inférieur au prix de référence du CfD, la LCCC compense la différence grâce à une taxe prélevée sur l'ensemble des fournisseurs d'électricité ayant un contrat CfD. À l'inverse, si le prix du marché dépasse le prix de référence du CfD, le développeur doit rembourser l'excédent à la LCCC (d'où l'adjectif de bilatéral).

Figure 5 - Représentation du fonctionnement des CfDs



Lecture : Lorsque le prix de marché de l'électricité dépasse la borne supérieure (le « Prix de référence »), le producteur verse la différence à la LCCC inversement si le prix de marché passe sous la borne inférieure (fixée, dans l'exemple, à 0)

1 Selon le dernier scénario, la mise en service de ces deux réacteurs est prévue pour 2031, après une durée totale de construction (y compris la préparation du site) d'environ 15 ans.

2 La *Nuclear New Build Generation Company* (NNBG)

Source : *Low Carbon Contract Company*

Dans le cas de Hinkley Point C, ce mécanisme est d'une durée de 35 ans et indexée sur l'inflation<sup>1</sup> (le strike price initial étant de 92,5 £<sub>2012</sub> par MWh délivré). Ces contrats garantissent ainsi une sécurité de revenu à long terme pour les producteurs, ce qui réduit les coûts du capital. De plus, la LCCC ajuste la taxe pour financer les paiements aux producteurs et agit comme intermédiaire central en gérant les flux financiers entre les détaillants et les producteurs. Une fois le contrat expiré, l'exploitation se poursuit sans garantie vis-à-vis de la volatilité des prix, les prolongations de durée de vie des installations se faisant à risque entièrement porté par le développeur (Baringa, 2022).

Ce dispositif n'est cependant pas exempt de toute critique. La mise en place de ce cadre a été considérée comme une aide d'État par la Commission européenne et a donc donné lieu à un examen de la part de la Direction Générale de la Concurrence qui a néanmoins *in fine* approuvé le dispositif. Le National Budget Office a par ailleurs souligné que le risque de construction ayant été laissé à la charge des constructeurs<sup>2</sup>, les primes de risque que celui-ci a payé sur le capital emprunté se sont avérées être plus élevées que dans le cas où l'État (et donc *in fine* le contribuable) aurait accepté de partager ce risque. C'est pour compenser ce coût du capital plus élevé que le prix plancher du CfD (qui correspond au niveau à partir duquel le consommateur est protégé) a été négocié à un niveau élevé.

C'est à partir de ces réflexions sur le bon arbitrage entre consommateur et contribuable que le mécanisme britannique de financement des projets nucléaires a évolué, notamment à l'occasion de la construction des deux EPR de Sizewell C, pour lesquels les développeurs n'avaient, par ailleurs, pas trouvé de financeurs prêts à endosser le risque. Le modèle retenu, dénommé *Regulated Asset Based* (RAB) a pour but de réduire le coût de capital, et donc *in fine* le coût total du projet, tant pour les consommateurs que pour les contribuables. Cette réduction passe par un partage des risques de construction selon le schéma suivant : en deçà d'un plafond fixé en amont de la construction du projet, les risques de construction sont partagés entre le consommateur et le constructeur – concrètement, le consommateur britannique voit une partie de sa facture d'électricité affectée au projet durant toute la phase de construction, ce qui de surcroît assure des revenus au constructeur avant même la mise en service du réacteur. Si le plafond est dépassé, c'est alors l'État (donc le contribuable) qui prend en charge les surcoûts. Ce mécanisme d'assurance fait ainsi baisser la prime de risque exigée par les investisseurs, tandis que le consommateur bénéficie d'une électricité moins chère en ayant partagé le risque (jusqu'à un certain seuil) dès la phase de construction.

---

<sup>1</sup> Le prix négocié dans le *Contract for Difference* – 92,50 £<sub>2012</sub>/MWh – était initialement jugé comme particulièrement élevé, car il correspondait alors à plusieurs fois les prix observés sur les marchés européens. Quelques années plus tard cependant, la crise énergétique poussait les prix sur les marchés au-delà des 100 €/MWh.

<sup>2</sup> Ce projet était en l'occurrence détenu par EDF et la société chinoise CGNPG.

## 2.5. Les exemples tchèques et polonais : combinaison des approches

Suite aux regains de tension sur la frontière orientale de l'Europe, les dernières années ont également vu un intérêt fort de la part des pays de l'Est de l'Europe pour l'énergie nucléaire, en vue de réduire leur dépendance au gaz russe. Parmi ces pays, deux exemples en particulier sont à développer.

Nouveau venu dans le nucléaire (après un projet avorté dans les années 80), la Pologne a décidé d'initier un programme nucléaire. Ce dernier avait fait l'objet d'une loi en 2014, mais le choix de technologie n'a été effectué qu'en 2022 (entre temps, plusieurs alternances politiques se sont produites), au bénéfice de l'américain Westinghouse. Le financement du projet, estimé aujourd'hui à environ 45 milliards de dollars sera porté en partie par un investissement direct de l'état polonais à hauteur de 14 milliards. Le restant (soit environ 70 %) sera porté par un emprunt assuré par la Banque américaine d'import-export ainsi que par d'autres institutions financières, lequel emprunt sera garanti par l'état polonais. Le gouvernement polonais a aussi annoncé avoir recours aux CfD bilatéraux, à l'exemple du Royaume-Uni, afin d'assurer une visibilité sur les retours sur investissement pour toute la durée de vie de la centrale.

Parallèlement, après un premier appel d'offres annulé dans les années 2010 (sur le site de Temelin) et dans un contexte de tensions sur son financement, la République tchèque a mis en œuvre un schéma de financement pour les réacteurs nucléaires de Dukovany 5 et 6, faisant suite à une décision du gouvernement de 2019. Initialement (et précédemment lors de l'appel d'offres avorté de Temelin), l'objectif était un financement à 100 % en fonds propres du projet par l'électricien CEZ, détenu à 70 % par l'état tchèque. Toutefois, devant les coûts et risques du projet, cette option a été écartée, au profit d'un schéma incluant un prêt étatique à taux zéro couvrant 98 % des coûts d'investissement, une garantie de revenu sur 40 ans pour l'exploitant, suivant un mécanisme similaire aux CfD, et un mécanisme de protection contre les imprévus dès la phase de construction. Identiquement aux CfD britanniques, et en vue de rendre le mécanisme compatible avec les attendus de la Commission européenne, les excès de rémunération dégagés seront redistribués au budget de l'État ou pour réduire les coûts régulés des consommateurs. Un mécanisme supplémentaire vise à protéger le constructeur contre les risques de la phase de construction, notamment celui de revirement politique. On peut noter également que ce second appel d'offres s'est soldé par le choix du coréen KHNP (Korea Hydro and Nuclear Power) pour ce qui est de la technologie retenue, aux dépens en particulier du français EDF.

Dans les deux cas, les financements ont fait l'objet d'enquêtes de la Commission européenne au titre de l'article 107 du TFUE pour aides d'état, et les deux schémas de financement, relativement similaires, ont été approuvés. Il est important de noter que les mesures demandées par la Commission et adoptées sont d'ailleurs similaires : création d'une structure juridique dissociée de l'opérateur historique, comme en Hongrie ; mesures de redistribution des gains potentiels aux consommateurs ou au budget de l'état, comme en Hongrie ou au Royaume-Uni ; durée limitée dans le temps (35 ans au Royaume-Uni, 40 en République tchèque, 60 en Pologne) et enfin l'exposition de la production de la centrale aux signaux prix du marché de l'électricité (comme au Royaume-Uni et en Hongrie).

### 3. Quelles conclusions en tirer ?

Les exemples que nous avons développés permettent d'avoir de nouvelles perspectives sur les divers mécanismes qui existent pour le financement des centrales nucléaires, leur faisabilité et les modalités d'engagement de l'État qu'ils impliquent. Ainsi, en France, si le parc nucléaire historique a d'abord été financé par autofinancement, puis par emprunt de la part d'EDF, c'est que les conditions de l'époque, marquée par un quasi-monopole et une tarification réglementée, permettaient d'emprunter cette voie. À l'international, plusieurs modèles de financement se distinguent. En Finlande, une coopérative d'industriels électro-intensifs et de collectivités s'est engagée sur le long terme pour soutenir le projet. La Hongrie, quant à elle, a obtenu l'aval de l'Union européenne pour un financement basé sur un prêt d'État à faible taux, quand, les Britanniques ont, eux, développé des approches financières innovantes pour le nucléaire, en adaptant des dispositifs utilisés dans d'autres infrastructures.

On peut noter en conséquence que (i) ces trois mécanismes ont permis avec succès la mise en œuvre de programme nucléaire d'ampleur locale ou nationale et ont même pu être réutilisés, et (ii) qu'ils n'ont pas d'impact ou d'influence sur les aspects technologiques et industriels, visant uniquement à assurer la disponibilité (via des investisseurs publics ou privés) du capital nécessaire à la réalisation d'un tel programme.

Enfin, les deux derniers exemples apportés montrent comment, dans un contexte européen pourtant peu favorable aux aides d'état directes, les porteurs politiques d'un projet nucléaire ont pu combiner ces différents mécanismes en vue d'apporter une réponse (i) à la mise à disposition du capital nécessaire pour initier le projet (s'inspirant de l'exemple français par un financement d'état) (ii) aux risques liés à la phase de construction (s'inspirant des du mécanisme hongrois, par des emprunts à taux zéro et en mettant en place des garanties supplémentaires) et enfin (iii) du risque de marché in fine (par des mécanismes inspirés et adaptés des CfD britanniques).

#### Encadré n°1 - Les *Small Modular Reactors* (SMR)

Parmi les pistes annoncées par le Président pour réduire ces coûts cumulés, le recours au *Small Modular Reactors*<sup>1</sup>. L'utilisation de réacteurs de faible puissance est en soi loin d'être une innovation. L'évolution des réacteurs à usage civil a démarré par des réacteurs de faible puissance, les seuls techniquement possibles, qui ont permis d'acquérir des connaissances essentielles sur la construction et l'exploitation avant d'augmenter progressivement la capacité (Todreas, 2021) afin de bénéficier d'économies d'échelle<sup>2</sup>. On peut citer l'évolution des VVER soviétiques, puis russes, passés pour une même conception par des prototypes de 70, 265 et 310 MW dans les années 60, une version commerciale de 440 MW dans les années 70, puis

<sup>1</sup> A sa suite, une start-up spécialisée dans les SMR a vu le jour à Belfort.

<sup>2</sup> À titre de comparaison, l'actuel réacteur AP1000 de Westinghouse, d'une capacité de 1 630 MW, est environ 280 fois plus puissant que le réacteur d'Obninsk de 1954, qui affichait une capacité de 6 MW.

une version 1000 MW dans les années 80 avant une version 1200 MW dans les années 2010-2020.

Aujourd'hui, si une partie de l'industrie (ainsi que nombre de start-up nouvellement arrivées sur la scène commerciale) semble vouloir revenir au concept de réacteurs de plus petite capacité, c'est principalement en raison des problèmes que rencontre l'industrie dans le cadre de la construction des réacteurs de forte puissance (allongement des délais de construction et les dépassements budgétaires), et qui peuvent expliquer le faible taux de construction de nouveaux réacteurs (voir, par exemple, [Rothwell, 2022](#)). Aussi, les partisans de ce retour au réacteur de faible puissance mettent en avant des arguments comme des délais de construction plus courts, des coûts réduits, une simplification technologique et la possibilité d'une production de masse. En termes plus économiques, ils postulent une inversion de la théorie des rendements décroissants pour les réacteurs de trop forte puissance du fait principalement de l'accroissement exponentiel de la complexité.

Il convient toutefois de pointer que nuancer les promesses associées à ce que regroupe le concept de SMR. Premièrement, car celui-ci est pour l'instant relativement mal défini. En effet, si, selon la littérature, les SMR correspondent à des réacteurs d'une puissance allant d'environ 10 à 300 MW d'électricité générée (ou équivalent dans le cas de SMR strictement calogènes), la modularité dans ce contexte n'est, elle, pas clairement définie. Et ce d'autant que de nombreuses parties des centrales nucléaires de grande puissance capacité sont déjà fabriquées de manière modulaire. Ensuite, car, la littérature indique que les coûts de cette technologie restent très incertains ([Steigerwald et al., 2023](#)) et pourraient même être plus élevés par unité de capacité que ceux des réacteurs actuels ([Mignacca et Locatelli, 2020](#)).

Par ailleurs, il convient de noter qu'il n'existe actuellement, selon le *Power Reactor Information System* (PRIS) de l'AIEA, que très peu de projets de réacteurs de faible capacité en fonctionnement<sup>1</sup> et aucun d'entre eux n'est encore produit à une échelle commerciale significative, et encore moins en production de masse en usine. Il convient de nouveau de distinguer le monde occidental, du monde oriental.

En Occident, les rares projets ont pour l'instant été soit abandonnés, soit en sont à des stades embryonnaires. Ainsi, aux États-Unis, le département de l'énergie a participé au financement de plusieurs projets, dont le plus avancé était la collaboration entre le NuScale et l'Utah Associated Municipal Power System, mais ce dernier a été annulé en 2023 en raison de l'augmentation continue des coûts. En Europe, ce sont pour l'instant les pays de la partie Est du continent qui concentrent les annonces de projets les plus tangibles. En 2023, un financement pour le déploiement d'une centrale NuScale VOYGR SMR en Roumanie a ainsi été annoncé lors du sommet des dirigeants du G7, tandis qu'en 2024, les partenaires du projet Phoenix - ont mené une étude de faisabilité du déploiement de SMR en Slovaquie et que la République tchèque a annoncé avoir sélectionné Rolls-Royce pour le déploiement récent de SMR sur son territoire.

Hors de la sphère occidentale, plusieurs SMR ont été mis en service avec succès, on peut notamment citer l'Akademik Lomossov, réacteur russe innovant sur une barge, mais aussi et surtout les HTR-PM et ACP 100, deux SMR de technologies différentes construits en Chine

et mise en service au début des années 2020. On peut noter que, même s'ils entrent techniquement dans la catégorie des SMR, ces réacteurs n'ont pas fait l'objet d'investissements privés et leur équation économique globale reste incertaine.

# CHAPITRE 3 – LES AUTRES ENJEUX : LE CYCLE DU COMBUSTIBLE, LE MAINTIEN D’UNE FILIERE SUR LE LONG TERME, LA RESPONSABILITE CIVILE NUCLEAIRE

---

Si la discussion sur les coûts du nucléaire se concentre majoritairement – et à raison – sur les coûts de financement de la construction, il convient néanmoins d’aborder d’autres éléments afin d’apprécier les coûts d’une relance du nucléaire dans leur intégralité. En particulier, nous nous concentrons dans cette partie sur l’enjeu du combustible utilisé par les centrales nucléaires (ce qui inclut la production de combustible, mais aussi sa gestion une fois sorti de la centrale), les besoins en termes de personnel et enfin sur les coûts liés à la responsabilité civile qu’implique l’adoption de cette technologie.

## 1. Le cycle du combustible :

### 1.1. L’amont du cycle : une source de coûts soumise à des questions géopolitiques

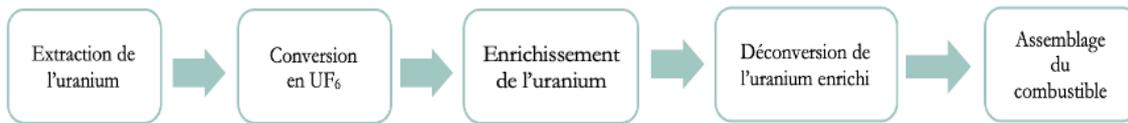
Si le coût du combustible ne représente pour l’instant qu’une faible proportion du coût total de production (il n’excède pas les 20% du coût total de l’électricité d’origine nucléaire), les déclarations ambitieuses sur la relance future du nucléaire par de nombreux pays du monde ont récemment suscité un regain d’intérêt (financière, mais également d’ordre géopolitique) sur la disponibilité de l’uranium naturel ou la fabrication du combustible. Il s’agit là d’un revirement tant la question était jusque-là peu traitée<sup>1</sup>.

Afin de saisir tous les enjeux liés au combustible nucléaire, il convient de comprendre les différentes étapes de la chaîne d’approvisionnement, qui sont résumées dans le schéma ci-dessous :

---

<sup>1</sup> Les importations d’uranium ne sont par exemple pas prises en compte dans le calcul du taux d’indépendance énergétique du pays.

Figure 6 - Schéma simplifié de la chaîne d'approvisionnement en combustibles nucléaires



Source : IRIS 2023

Du côté de l'offre d'uranium, même si les évaluations précises des ressources disponibles sont, comme pour toutes les ressources du sous-sol, soumises à de nombreuses incertitudes (géologiques, technologiques...), il existe un consensus sur le fait que les réserves techniquement exploitables sont suffisantes pour couvrir les besoins d'ici la fin du siècle. Cependant, si le risque de pénurie est donc en théorie faible, deux questions méritent d'être posées : la première est celle du coût d'achat de cette matière première et la seconde celle de la sécurité de l'approvisionnement.

Relativement aux questions de prix de la matière première, notons en effet que, depuis 2021, les cours de l'uranium naturel ont connu une forte hausse. De 24 \$ la livre en février 2020, ils avoisinaient 76 \$ en décembre 2024, après avoir connu un pic à près de 106 \$ en janvier 2024. Si les variations de prix sur des pas de temps long s'expliquent en partie par les variations de la demande liées au moratoire à la suite de l'accident de Fukushima puis aux anticipations de relance (Meyer, 2023), la volatilité de court terme trouve aussi une partie de son explication dans les modifications des structures de marché de l'uranium. En effet, si historiquement, les opérateurs des centrales représentaient l'essentiel des acheteurs du minerai, on assiste depuis 2021 à une forme de financiarisation accrue du marché de l'uranium, *via* l'arrivée de nouveaux acteurs<sup>1</sup>. Ces derniers appliquent à l'uranium les mêmes stratégies de *trading* qu'aux autres marchés de matières premières : *buy and hold*, intégration à des fonds indiciels, stratégie de couverture, produits dérivés, etc.<sup>2</sup>

À ce prix de la matière première brute s'ajoute celui de la seconde étape, cruciale, de la fabrication des combustibles : l'enrichissement et l'assemblage du combustible nucléaire. Indépendamment des techniques utilisées, et sans prétendre entrer dans les éléments techniques de ce processus, il importe de comprendre que l'enrichissement est un processus transformant l'intrant UF<sub>6</sub> et produit : un premier constitué de l'UF<sub>6</sub> enrichi à la teneur d'<sup>235</sup>U demandé par l'acheteur et un second, composé de matériaux appauvris en <sup>235</sup>U. L'unité (UTS)<sup>3</sup> permettant de quantifier les capacités des usines d'enrichissement est également celle qui permet d'exprimer le prix de l'enrichissement sur les marchés *spot* où s'effectuent des transactions de court terme (contrat de fourniture dans l'année), et de long terme (contrats de fourniture à plusieurs années, voire décennie). Sur ces marchés, les prix évoluent en fonction de la disponibilité des usines d'enrichissement et la demande effective ou

<sup>1</sup> Le plus connu d'entre eux étant sans doute le fond *Sprott Physical Uranium Trust*

<sup>2</sup> Typiquement, en 2024, 113 millions de livres d'uranium étaient détenues par des institutions financières, l'équivalent de 65 % de la consommation du parc nucléaire mondial sur une année.

<sup>3</sup> Dénommé Unité de travail de séparation (UTS)

anticipée. À titre d'exemple, à la suite de l'accident de Fukushima<sup>1</sup>, les prix sont passés de 170\$/UTS à environ 50\$/UTS pour ensuite remonter depuis 2019, sous l'effet des annonces concernant le retour de projet de réacteurs nucléaires. Mais là encore, il convient de relativiser l'importance de cette étape dans le coût total de l'électricité d'origine nucléaire. Au sein de l'approvisionnement en combustible, l'enrichissement est le deuxième poste de coût (24%), derrière l'achat d'uranium naturel (51%).

Aussi, davantage que sur des questions de coûts, les problématiques ont plutôt tendance à se concentrer sur les questions de souveraineté, tant relativement en matière brute qu'en termes de capacité d'enrichissement. La sécurité géopolitique et stratégique de l'approvisionnement en minerai brut constitue de plus en plus un sujet d'intérêt, comme l'a souligné un récent rapport du Sénat, même si les exploitants européens ont constitué des stocks dans la crainte, bien réelle, de rupture d'approvisionnement de la part de la Russie et d'un rétrécissement du nombre de fournisseurs (IRIS 2025)

Du côté de l'enrichissement, si la forte concentration du secteur autour de quatre entreprises<sup>2</sup> pourrait être a priori une source d'inquiétude, notons que l'Europe est relativement souveraine et indépendante quant à l'enrichissement de l'uranium qu'elle utilise sur son sol. Urenco, le deuxième groupe mondial d'enrichissement de l'uranium, derrière le russe Rosatom, est en effet une entreprise anglo-germano-néerlandaise et dispose de trois sites de production sur le sol européen<sup>3</sup>. La France est dans une situation encore plus favorable, puisqu'elle dispose sur son sol de l'usine de Georges-Besse II du Tricastin, opérée par Orano, capable, à elle seule, de couvrir 120% des besoins du pays. Le groupe a par ailleurs récemment [annoncé](#) l'extension de ses capacités, notamment grâce à un prêt de la Banque européenne d'investissement.

Au global, le combustible ne constitue pas - à date - un enjeu de coût majeur pour le nouveau nucléaire, ne serait-ce que du fait de l'équilibre CAPEX/OPEX explicité ci-dessus. Une situation similaire à celle des hydrocarbures (pétrole, gaz ...) semble impossible sur le court terme. Toutefois, les enjeux géostratégiques associés à la disponibilité de la ressource uranium dans le futur (un peu à l'image des questions liées aux matériaux de la transition énergétique, terres rares, lithium, cobalt) doivent être gardés à l'esprit et analysés avec un prisme autre que strictement économique. En parallèle, le conseil a validé le plan d'action visant à sécuriser la partie amont du cycle du combustible nucléaire, notamment le soutien de l'État à Orano pour l'approvisionnement de la France en uranium à moyen et long terme.

---

<sup>1</sup> D'autres éléments ont également joué, comme le démantèlement d'une partie des têtes nucléaires américaines ayant alimenté le marché en HEU

<sup>2</sup> Rosatom, Urenco, la China National Nuclear Corporation et Orano.

<sup>3</sup> À Gronau en Allemagne, Almelo aux Pays-Bas et Capenhurst en Grande-Bretagne

## 1.2. L'aval du cycle et le démantèlement des installations : un poste de coût bien anticipé présentant des incertitudes, mais aussi des opportunités

Il convient également de prendre en compte les coûts associés au démantèlement des centrales nucléaires une fois leur durée de vie technique atteinte. Au niveau mondial, l'I.A.E. et le N.E.A. (2020) estiment que ce coût correspond à 15 % des coûts initiaux de construction<sup>1</sup>. En raison de la durée de vie des centrales, cette part devient donc très faible dans les calculs des coûts actualisés de production de l'électricité établis *ex ante*. Les cas concrets de démantèlement ont cependant montré que ces coûts peuvent atteindre le niveau des coûts initiaux de construction d'un réacteur dans certains cas (en particulier pour des réacteurs tête de série, ou modèle unique pour lesquels l'effet de série et d'apprentissage ne joue pas, ce qui n'est pas le cas de la France).

À cela, il faut également ajouter les coûts du stockage intermédiaire et final des combustibles usés. Pour le moment, le pays le plus avancé en la matière pour ce qui est du combustible civil est la Finlande (opérant 5 réacteurs depuis 1977) dont le site de stockage définitif nommé Onkalo a accueilli ses premiers chargements à titre d'essai en 2024. Parallèlement, des sites de stockage existent déjà en ce qui concerne le combustible militaire, par exemple le WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) au Nouveau Mexique (USA) en activité depuis 1991.

Plus spécifiquement en ce qui concerne la France, ces opérations liées à l'aval du cycle (retraitement, recyclage, entreposage et stockage des combustibles usés) avaient été en 2019 chiffrées par la [Cour des Comptes](#) à environ 10% du cout de production de l'énergie nucléaire en France. Si ce pourcentage peut apparaître faible, plus faible encore que l'amont du cycle, il présente néanmoins plusieurs caractéristiques qui trahissent sa criticité<sup>2</sup>.

En premier lieu, la loi française impose que ce montant corresponde à une somme identifiée et sanctuarisée par chaque producteur de déchets nucléaires, au prorata de sa production, et déjà provisionnée pour les déchets déjà produits. En particulier dans le cas des réacteurs nucléaires, le montant correspondant à la gestion du déchet qui sera in fine généré est déjà provisionné dans les comptes d'EDF dès l'électricité correspondante produite.

En second lieu, il est fortement dépendant de la stratégie de gestion des déchets choisie. À titre d'exemple, aujourd'hui, la stratégie française ambitionne la fermeture du cycle du combustible, ce qui implique le développement de réacteurs à neutrons rapides dits de '4<sup>e</sup> génération' (similaires à Superphénix, arrêté en 2002). Ces réacteurs présentent la particularité de pouvoir 'brûler' le combustible usé issu des réacteurs du parc actuel. La conséquence en est que le combustible usé n'est aujourd'hui pas considéré comme un déchet, mais comme une matière valorisable, et donc

---

<sup>1</sup> Contre 5 % pour toutes les autres technologies.

<sup>2</sup> Un programme spécifique de rénovation et de construction de nouvelles installations dédiées notamment à l'entreposage des combustibles usés, baptisé '[Aval du Futur](#)' a été évoqué et confirmé lors du Comité de Politique Nucléaire, présidé par l'Élysée, le 17 mars 2025. Il fera l'objet d'un investissement de plusieurs milliards d'euros.

les coûts associés à sa gestion exclus des éléments provisionnés. Il va de soi que tout changement dans cette stratégie accroîtra mathématiquement les coûts associés.

Parallèlement, concernant le démantèlement spécifiquement, des provisions sont enregistrées dans le bilan de chaque propriétaire d'installation nucléaire (les centrales, les installations liées au cycle, mais également toutes les autres) et sont pour EDF et Orano, totalement couvertes par des « actifs dédiés » qui garantissent le financement futur de ces dépenses. Ces fonds donnent lieu à une réévaluation annuelle qui tient compte du rendement attendu des actifs sur le temps long. Ces derniers sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres placements financiers de l'entreprise. Leurs modes de constitution, de gestion et de gouvernance sont très précisément fixés par décret.

En synthèse, tant concernant la gestion des déchets résultants de l'exploitation des centrales que leur démantèlement, le principe de base applicable en termes de financement par la loi est celui du pollueur-payeur. Il s'applique à l'opérateur de centrales (en l'espèce EDF) comme à toutes les installations nucléaires non productrices d'électricité et à leurs opérateurs respectifs. Les aspects financiers en sont strictement règlementés et suivis, notamment par la Cour des Comptes afin de s'assurer que les éléments provisionnés sont existants et adaptés. Pour autant, ces montants sont très sensibles également à la stratégie retenue vis-à-vis du cycle de combustible, d'où la nécessité d'une planification au plus tôt et au plus précis de la projection française sur ces aspects.

## **2. Le besoin de personnel bien formé sur le temps long pour éviter les pénuries aux moments stratégiques**

Quelle que soit la technologie retenue, et tout comme la question se pose pour la réindustrialisation, les besoins en matière de main-d'œuvre qualifiée et souvent très spécialisée qu'exige l'industrie nucléaire ne doivent pas être négligés. À nouveau, l'exemple français illustre bien cet enjeu.

Aujourd'hui, en France, la filière nucléaire civile emploie environ 220 000 salariés, en emplois directs et indirects confondus, soit près de 7 % de l'emploi industriel français répartis au sein de 3 000 entreprises. Au sein de cet écosystème, les PME représentent 65 % des entreprises de la filière, contre 3,5 % pour les grands groupes et les exploitants (EDF, Orano, CEA, Framatome notamment). Ces dernières représentent néanmoins la majorité des emplois de la filière, qui se démarque également par ses emplois qualifiés, la proportion de cadres et d'employés, techniciens et agents de maîtrise dépassant les deux tiers des effectifs ([DGEC, 2025](#)).

Mais, alors que la filière était considérée comme une branche d'excellence, la mise en sommeil de la construction des réacteurs a conduit à un déficit d'attractivité dans les années 2000 et 2010 qui est aujourd'hui particulièrement dommageable. Plusieurs des grands groupes et donneurs d'ordre de la filière présentent une pyramide des âges créant des faiblesses structurelles en termes de pérennité des compétences et reconstruction des expertises. D'autant plus que le groupement des industriels français de l'énergie nucléaire [estimait](#) ainsi récemment à 30 000 le nombre de recrutements nécessaire (20 000 pour la construction et 10 000 pour l'exploitation et la

maintenance) pour faire advenir le [projet](#) de lancement de six nouveaux réacteurs EPR2<sup>1</sup> du Président de la République. Un chiffre qui pourrait monter à 100 000 recrutements en dix ans. L'équation est donc de concilier d'un côté un volume massif de nouveaux entrants et, de l'autre un départ continu de sachants et d'experts. Et cette équation ne tient même pas compte de la faisabilité de recrutements d'une telle ampleur (attractivité du secteur, nombre même de diplômés par an, la France diplômant aujourd'hui 46000 ingénieurs par an).

Parallèlement, comme le rappelle un [rapport](#) du Sénat, des segments majeurs de la filière se trouvent aujourd'hui en difficulté. Les chaînes de sous-traitance (et, en leur sein, les secteurs du soudage et de la chaudronnerie en particulier) ont pour l'essentiel été emportées par la « traversée du désert » subie par la filière. Un autre [rapport](#) de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale soulignait ainsi, en 2023, que « faute d'avoir construit des centrales pendant plus d'une décennie, les compétences ont décliné à tous les niveaux, des ingénieurs aux sous-traitants ». Une situation qui par ailleurs s'autoentretient : « la perte des compétences est un cycle d'autant plus inquiétant qu'il s'autoentretient : les compétences ont baissé faute de chantier à mener, les nouveaux chantiers peinent à se réaliser en raison du déclin des compétences, et il est difficile de recruter, car l'absence de perspective a atteint l'attractivité de la filière » ([Assemblée nationale, 2023](#)).

Loin d'être cantonnée à de purs problèmes de main-d'œuvre, cette situation a des conséquences financières non négligeables. En effet, nous l'avons dit plus haut, la durée des chantiers est une des variables clé dans la maîtrise des coûts du nucléaire. Or, comme le note le rapport du Sénat « [Éclairer l'avenir](#) », de 2024, « Cette perte de compétences collective pour la filière s'est traduite notamment par des non-qualités, obligeant à des arrêts du chantier et de nombreux travaux de reprise. Cela explique, en premier lieu, les dérives successives du planning et, en conséquence, celles du coût du projet. »

Pour faire face à cette situation, différentes initiatives ont été lancées. En 2018 a été créé le groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (le [Gifen](#)), sur le modèle de ce qui avait été dans l'industrie aéronautique, dans le but d'établir des prévisions des besoins de compétences de la filière. La même année, l'État a signé avec les représentants du secteur et d'organisations syndicales un contrat stratégique pour la période 2019-2022. En 2020, à la suite du rapport Folz, différents programmes ont été lancés par les principaux acteurs de la filière ([Excel](#) pour EDF, [Juliette](#) pour Framatome et [Boost](#) pour Orano). En 2021 enfin, une [Université des Métiers du Nucléaire](#) a notamment été créée afin de dynamiser et valoriser les offres de formation de la filière.

Il n'empêche que faire face à cet enjeu pourrait se heurter à des problèmes difficilement surmontables à court terme. En particulier, il faut prendre en compte que les temps de formation pour les métiers du nucléaire, qui sont souvent très spécialisés et demandent un haut niveau de technicité, sont difficilement compressibles. À cela s'ajoute l'attractivité du métier, qui doit faire face, au moins pour les ingénieurs, à la concurrence d'autres secteurs d'activité, souvent très rémunérateurs (I.A., finance, conseil...). Enfin, notons que les besoins pour les nouveaux projets

---

<sup>1</sup> Couplé à un déploiement d'études ayant pour objectif final d'en ajouter huit supplémentaires, soit, possiblement, un total de 14 nouveaux réacteurs d'ici 2050.

nucléaires se heurtent aux besoins pour la prolongation de la durée de vie des centrales, ce qui constitue, en soi, un choix politique critique en termes de priorités.

### 3. Les coûts associés au risque d'accident nucléaire majeur

Si les coûts de financement constituent la plus grosse part du coût des projets de centrales nucléaires, il existe de surcroît certains coûts supplémentaires qui ne sont parfois pas pleinement pris en compte dans les décisions d'investissement (Weibezahn et al. 2024). Ces coûts additionnels peuvent, en eux-mêmes, constituer des risques supplémentaires pour le propriétaire et/ou l'opérateur de la centrale nucléaire (et donc le plus souvent transmis aux consommateurs) ou pour les contribuables.

Citons ainsi les coûts liés aux assurances qui couvrent les dommages en cas d'accident majeur. Si les centrales nucléaires souscrivent bien évidemment des polices d'assurance, la responsabilité que ces dernières couvrent est généralement limitée. Aussi, un certain nombre de conventions intergouvernementales régissent la couverture des dommages excédant cette limite de responsabilité (NEA, 2024). De nombreux pays européens, dont la France, sont signataires de la [Convention de Bruxelles](#) de 1963, complémentaire à la [Convention de Paris](#) de 1960 (la « Convention complémentaire de Bruxelles »). En vertu de cette convention, les opérateurs de centrales nucléaires sont responsables jusqu'à un certain montant<sup>1</sup> des dommages causés en cas d'accident. Étant donné les montants potentiellement considérables en jeu, les risques ne peuvent être couverts par une seule compagnie (OCDE, 2025). C'est pourquoi des *pools* d'assurance ont été formés pour répartir le risque (Faure et Fiore, 2008). En Europe, il s'agit de l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI), et de l'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), respectivement fondées en 1978 et en 2002. Au-delà des sommes assurées (ou si les fonds disponibles des assureurs sont épuisés), les dommages doivent être couverts par des fonds publics. Aux États-Unis, la responsabilité pour les dommages nucléaires est régie par la [loi Price-Anderson](#) de 1958, mise à jour en 2005. Là-bas, les réacteurs doivent être couverts par l'assurance maximale disponible auprès des assurances commerciales (450 millions de dollars), avec une seconde couche d'assurance basée sur les « primes rétroactives » collectées uniquement auprès de tous les opérateurs en cas d'accident payables sur plusieurs années. Les dommages supérieurs à environ 13 milliards de dollars doivent, quant à eux, être couverts par des fonds alloués par le Congrès américain. En France, un système comparable permet de garantir une partie des réclamations potentielles contre les bilans des opérateurs, en particulier CEA et EDF. Ces réglementations ainsi permettent aux opérateurs nucléaires de transférer une partie de leurs risques aux contribuables qui, autrement, se matérialiseraient sous forme de coûts d'assurance, qui seraient, eux, transmis aux consommateurs. En l'état, ce sont donc les contribuables qui sont exposés au risque de la survenue d'un accident majeur. Il existe en outre une incertitude continue concernant la couverture des responsabilités –

---

<sup>1</sup> Voir l'article 3 de la [Convention complémentaire de Bruxelles](#).

une question qui est toujours en développement et qui reçoit un nouvel élan chaque fois qu'un grave accident nucléaire survient quelque part dans le monde<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Les accidents de Tchernobyl et, plus récemment, de Fukushima ont ainsi entraîné des augmentations substantielles des responsabilités et des réserves financières obligatoires.

# CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

---

L'énergie nucléaire est aujourd'hui largement envisagée comme solution permettant à la fois la fourniture d'une électricité pilotable et le respect des engagements climatiques. Mais il s'agit d'une énergie dont les modèles de financement doivent intégrer des facteurs contraignants (investissements élevés, longues périodes de construction, longues périodes de remboursement du capital...), et qui doit être pensée et planifiée sur le long terme. Les recommandations ci-dessous synthétisent les points que les décideurs publics devraient considérer s'ils décident de s'appuyer sur cette énergie pour décarboner leurs économies.

*Recommandation n°1 : Les décideurs doivent assumer le coût de cette énergie pour les finances publiques.*

Les projets de centrales nucléaires comportent un profil de risque spécifique par rapport à d'autres investissements en raison de leurs besoins élevés en capital initial, de leurs longs délais de construction, de leurs dépassements réguliers de budgets et de délais, ainsi que de certains risques liés à leurs revenus. Le plus souvent, la viabilisation financière des projets de centrales de grande puissance nécessite une implication de la puissance publique dans la réduction des risques associés, que ce soit via des garanties de prêts, des garanties de revenus, la (partielle) propriété étatique des fournisseurs ou d'autres mécanismes. À l'inverse, les rares modèles de financement qui exposent complètement les investisseurs privés au risque de marché entraînent des coûts en capital bien souvent insoutenables pour les constructeurs. Dans un contexte de budgets publics contraints, les décideurs politiques qui considèrent l'énergie nucléaire comme un élément nécessaire à la décarbonation de nos économies doivent donc énoncer clairement et anticiper que le budget public devra participer de manière significative au partage des risques.

*Recommandation n°2 : Ce coût peut être abaissé grâce à la participation des industriels électro-intensifs, mais cette stratégie doit se faire en cohérence avec les ambitions de réindustrialisation.*

La volonté de réindustrialisation est de plus en plus affirmée par les dirigeants de l'Union européenne, notamment face au nouveau contexte géoéconomique. Cette réindustrialisation devra se faire sur la base de processus industriels décarbonés, potentiellement fortement consommateurs d'énergie électrique (fours à arc électrique dans la sidérurgie, production décarbonée d'hydrogène...). Il est donc crucial de garantir aux industriels à la fois une sécurité d'approvisionnement et une visibilité à long terme. En s'inspirant du modèle finlandais du Mankala, il est possible d'impliquer les industriels dans le financement de la construction des nouveaux réacteurs. Ce mécanisme permettrait à la fois d'abaisser les coûts de financement pour les constructeurs et aux industriels de bénéficier de droits de tirage électrique à prix coûtant, réduisant ainsi d'autant leurs coûts et renforçant leur compétitivité. La mise en place d'une telle stratégie doit donc mettre en cohérence politique de réindustrialisation et stratégie de déploiement de l'énergie nucléaire.

*Recommandation n°3 : L'énergie nucléaire est une énergie qui impose une vision stratégique de long terme sur l'emploi et les compétences, qui doit être en partie organisée par l'État.*

La pénurie de main-d'œuvre à laquelle fait face la France tant pour ses opérations de grand carénage que pour la relance de son industrie nucléaire était un phénomène anticipable, car les durées de vie des centrales sont connues avant même leur mise en service. Cela n'a pourtant pas été fait. Les gouvernements qui décideront de se lancer dans le nucléaire devront à l'avenir ne pas recommencer de telles erreurs et ainsi veiller à :

- Maintenir continument un niveau minimal d'activité pour la filière dans sa totalité. Cela pourra se faire en misant sur un déploiement progressif des projets de nouvelles centrales (plutôt que sur un plan massif et simultané) et le lancement de projets intermédiaires. La mise en place d'une politique de formation continue, éventuellement couplée à un système de mentorat qui permette d'assurer un transfert de savoir-faire.
- Une veille sur les compétences critiques pour permettre d'identifier les métiers en tension et mettre en place des incitations pour attirer et former les profils nécessaires.

*Recommandation n°4 : En l'état des technologies déployées, l'approvisionnement en combustible des centrales, ainsi que la gestion des combustibles usés, peut constituer une dépendance géopolitique plus qu'économique, ce qui doit être pensé et planifié.*

- Si le coût du combustible ne représente pas une problématique majeure, les enjeux géostratégiques liés à l'approvisionnement futur en uranium — à l'image des problématiques concernant les matériaux critiques pour la transition énergétique (terres rares, lithium, cobalt) — doivent être intégrés à la réflexion au-delà du seul prisme économique. La constitution de stock stratégique ou la diversification et la mise en place de stratégie de friendshoring pour l'approvisionnement en uranium doivent être envisagées.
- Les montants impliqués pour la gestion des combustibles usés sont fortement influencés par la stratégie adoptée concernant le cycle du combustible. Il importe donc d'appliquer une planification précoce et précise à l'échelle nationale concernant cet aspect.

---

[www.institutavantgarde.fr](http://www.institutavantgarde.fr)



@eco\_avant\_garde



institut-avant-garde

---



**Institut Avant-garde** – 45 rue de Sèvres 75006 Paris

**Directrice générale** : Clara Leonard

**Directrice de la publication** : Mathilde Viennot

**Contact presse** : [contact@institutavantgarde.fr](mailto:contact@institutavantgarde.fr)

---

L'Institut Avant-garde est un think tank non partisan qui développe des analyses et des propositions concrètes pour les décideurs, les universitaires et toutes les générations de penseurs et de citoyens.