



La filière nucléaire : Comment libérer son potentiel ?

Vincent BÉNARD

IREF Europe, 29 Mai 2023

La Filière Nucléaire, comment libérer son potentiel ?

Sommaire

Résumé exécutif en 7 points clés.....	3
La filière nucléaire: comment libérer son potentiel ?.....	4
I. Le nucléaire, une technologie dont la part de marché diminue.....	4
II. Des coûts en capital qui ont explosé.....	6
III. Principale cause de l'explosion des coûts: l'instabilité du cadre réglementaire.....	7
IV. Hausse des taux d'intérêts: un handicap supplémentaire ?.....	9
V. Nucléaire classique: pilotable, mais jusqu'à un certain point.....	10
VI. Nucléaire classique et renouvelables: une coexistence très coûteuse.....	11
VII. Le nucléaire classique ne verra pas de hausse spectaculaire des mises en service dans les 20 prochaines années.....	12
VIII. Nucléaire contre charbon: le choix des pays émergents est vite fait.....	13
IX. Les "petits réacteurs modulaires", sauveurs du nucléaire ?.....	14
X. Les SMR: une évolution intéressante, mais pas un miracle.....	16
XI. Conclusion: le nucléaire est la filière électrique la plus prometteuse pour l'avenir, à condition que les réglementations défavorables soient modifiées.....	18
À propos de l'auteur.....	20
À propos de l'IREF.....	20

Résumé exécutif en 7 points clés

1. La Filière nucléaire, après avoir été critiquée et pénalisée par les pouvoirs publics, est redevenue populaire lorsque la crise énergétique de 2022 a fait prendre conscience de ses qualités: fiable, décarbonée, ressource combustible élevée. Mais ce virage à 180° de la presse et du monde politique ne doit pas faire oublier que, malgré son potentiel, l'industrie nucléaire reste une filière minoritaire dans la production d'électricité dans le monde
2. Le coût de construction des centrales a explosé depuis les années 80. Bien plus que l'accroissement des normes de sécurité applicables au secteur, c'est leur instabilité, et la propension des régulateurs à imposer des modifications normatives en cours de projet, qui expliquent l'essentiel de la hausse des coûts de construction.
3. La rentabilité financière des centrales est menacée par deux autres phénomènes: la hausse des taux d'intérêt, et les politiques de priorité aux énergies renouvelables intermittentes et aléatoires (ENRi) promues par de nombreux gouvernements. Or, de par ses caractéristiques techniques, un important parc nucléaire classique ne peut coexister avec les ENRi sans subir d'importants surcoûts de production et opérationnels.
4. Le nucléaire se révèle en outre plus cher et plus difficile à déployer dans les pays émergents que les centrales à charbon.
5. Pour toutes ces raisons, le nucléaire restera, jusqu'en 2050 au moins, un acteur secondaire de la génération électrique mondiale.
6. Les évolutions technologiques de la filière, et notamment l'éclosion du marché des petits réacteurs modulaires (SMR), peuvent abaisser les barrières à l'entrée des pays émergents dans la filière nucléaire, et résoudre la plupart des inconvénients techniques inhérents aux gros réacteurs classiques. Mais l'éclosion de ce marché n'est pas envisagée avant 2035, et il reste encore à prouver que les SMR puissent abaisser le coût de l'électricité produite à moyen et long terme.
7. La filière nucléaire a un potentiel bien plus élevé que les renouvelables intermittentes pour, à l'avenir, constituer le socle d'une production d'énergie fiable, décarbonée et bon marché. Mais pour cela, elle doit résoudre ses problèmes actuels de coûts. Les États pourraient y contribuer en améliorant la stabilité du cadre réglementaire applicable aux centrales, et en abandonnant leur favoritisme envers les renouvelables intermittentes, qui fausse le jeu compétitif entre ces deux filières.

La filière nucléaire: comment libérer son potentiel ?

Technologie maudite par la classe politique au pouvoir en France durant la décennie 2010, le nucléaire civil connaît un regain d'intérêt salutaire suite aux craintes que les crises de 2022 ont fait peser sur la sécurité de notre approvisionnement électrique. Les médias et les politiciens se sont rappelés que le nucléaire a quelques avantages : technologie décarbonée et pilotable, elle est considérée par beaucoup comme la clé d'une politique énergétique capable de concilier sécurité de l'approvisionnement et décarbonation des économies.

Mais pour atteindre ces objectifs, le nucléaire doit évoluer, car il n'est pas sans défauts, et il ne faudrait pas qu'à la vague anti-nucléaire de la décennie précédente succède une "nucléolâtrie" qui accorderait à cette technologie des pouvoirs quasi-miraculeux qu'elle n'a pas. Cette note a pour but de résumer où en est la filière nucléaire dans le monde, ce qu'on peut en attendre ou pas, quels sont les défis qu'elle doit relever, et quels sont les obstacles étatiques à lever pour que cette industrie puisse libérer tout son potentiel.

I. Le nucléaire, une technologie dont la part de marché diminue

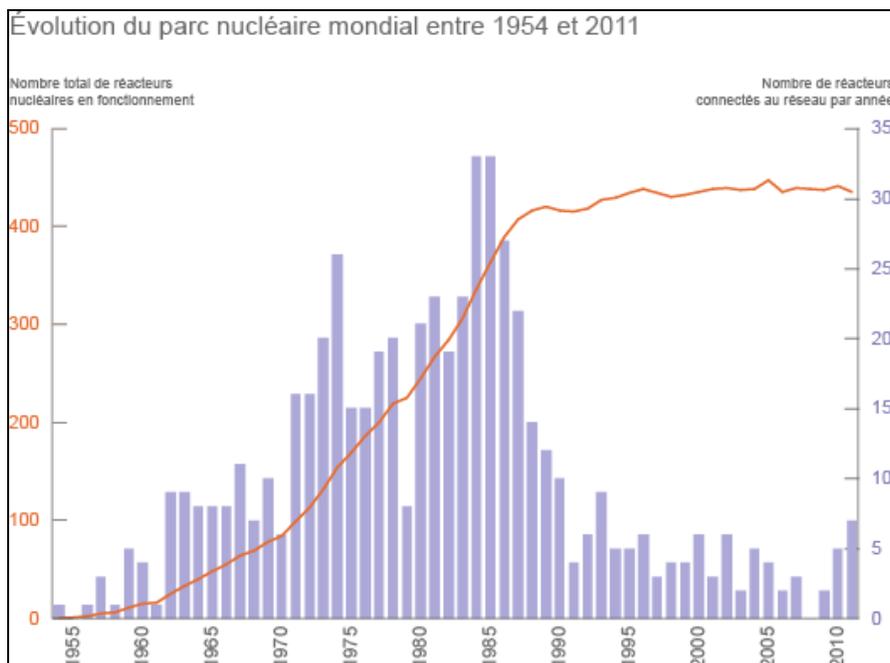


Figure 1

En 2021, seuls 32 pays, dont 18 en Europe, comptaient des réacteurs nucléaires en service (et l'Allemagne est sortie du club en 2023 par décision politique). Le nombre mondial de réacteurs, 438

en Août 2022, n'a quasiment pas évolué depuis les années 1990 (figure 1)¹. Entre 2002 et 2021, 97 réacteurs nouveaux ont été mis en service mais 107 ont été démantelés.

Le remplacement de vieux réacteurs par de nouvelles unités plus performantes a tout juste permis d'augmenter légèrement la quantité d'énergie nucléaire produite dans le monde depuis 1995, et cette augmentation ne provient que de pays "émergents riches", et principalement de la Chine, qui représente 80% de l'augmentation de production nucléaire dans les pays dits "à revenu moyen supérieur" depuis le milieu du siècle (figure 2)². Malgré quelques investissements de pays comme l'Inde, le nucléaire reste marginal dans les pays à revenu moyen inférieur, et dans les pays pauvres, il n'y en a nulle part.

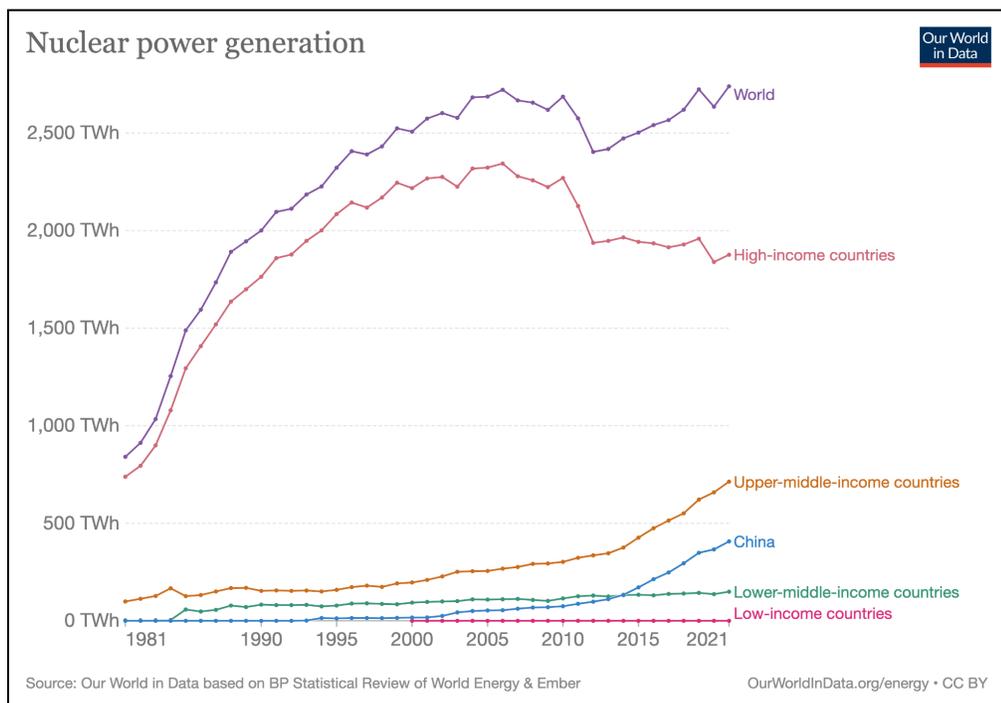


Figure 2

Le nucléaire est d'abord une affaire de pays riches, ou en train de s'enrichir. Et de fait, depuis la fin du siècle dernier, la part du nucléaire dans la production mondiale d'électricité a baissé³, de 17,5% en 1995 à 9,9% en 2021 (figure 3).

¹ Source: [connaissance des énergies](#)

² Source: [ourworldindata](#)

³ Source: [ourworldindata](#)

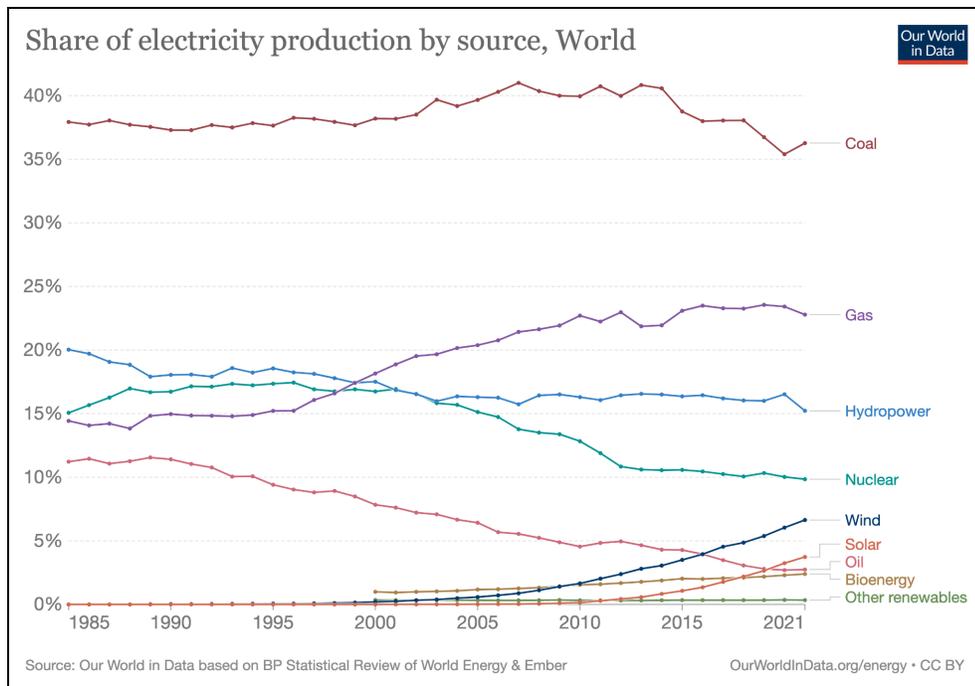


Figure 3

Ce relatif désintérêt pour le nucléaire s'explique bien sûr par une opposition croissante de certaines organisations écologistes à cette forme d'énergie dans les pays où cet activisme a le droit de cité. L'accident de Fukushima a d'ailleurs donné à ces activistes l'occasion de remporter de nombreuses victoires politiques, comme l'annonce en Allemagne de l'arrêt complet du nucléaire (effectif en 2023), ou l'annonce en 2018 par la France de la fermeture de 14 réacteurs en 2035, annonce "mise en suspens" depuis, mais qui s'est déjà traduite par la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Mais l'opposition politique n'est pas la seule explication de cet intérêt mondial mitigé pour le nucléaire.

II. Des coûts en capital qui ont explosé

Les régulateurs du nucléaire civil, depuis les accidents de Three Mile Island (1979) et de Tchernobyl (1986), ainsi que les attentats du 11 septembre 2001, ont exigé un renforcement de la sécurité des centrales. Il a donc fallu concevoir des designs avec des enceintes béton plus lourdes, et des redondances accrues de divers systèmes de sécurité. De surcroît, certains de ces régulateurs, notamment aux USA, ont entrepris d'imposer des améliorations continues des normes de sécurité "au fil de l'eau" y compris sur des projets en cours d'études et de travaux⁴, ce qui a occasionné de très forts surcoûts, car modifier tout grand projet en cours coûte toujours beaucoup plus cher que de le faire en amont.

⁴ Source: Institute for progress, "[why does nuclear plant construction cost so much ?](#)"

Il en a résulté une hausse très importante des coûts en capital des centrales nucléaires de nouvelle génération par rapport aux anciennes. Ces coûts élevés ont réduit les carnets de commande des centrales récentes, ce qui n'a pas permis de bénéficier d'un effet de baisse par "production en série" aussi importante que pour les générations précédentes. Et pour ajouter à ce cercle vicieux, la baisse du rythme de construction de nouveaux réacteurs érode les compétences disponibles chez les sous-traitants de la filière, ce qui oblige parfois ceux-ci à réapprendre des savoirs oubliés, ce qui occasionne, là encore, de forts surcoûts.

En France, selon la cour des comptes, les coûts de construction (hors frais financiers) des réacteurs de première génération, largement amortis, se sont élevés à 1070€/kW (en € de 2010)⁵. Ceux des réacteurs mis en service au début des années 2000 ont atteint ≈2000€/kW. Le premier exemplaire de l'EPR (Flamanville) aura dépassé 6700€ (valeur 2010). Certes, la génération EPR2 a tiré des leçons du gouffre financier de Flamanville et devrait voir ce montant baisser, mais de peu, puisque EDF les estimait, en 2019, à 5700€/kW pour les 6 réacteurs EPR 2 récemment confirmés par le président de la république. Cette augmentation des coûts n'est pas propre à l'EPR. Un de ses principaux concurrents, l'AP1000 de Westinghouse, devrait présenter des coûts de construction compris entre ≈4000 et 6000€/kw⁶ en fonction du carnet de commandes.

III. Principale cause de l'explosion des coûts: l'instabilité du cadre réglementaire

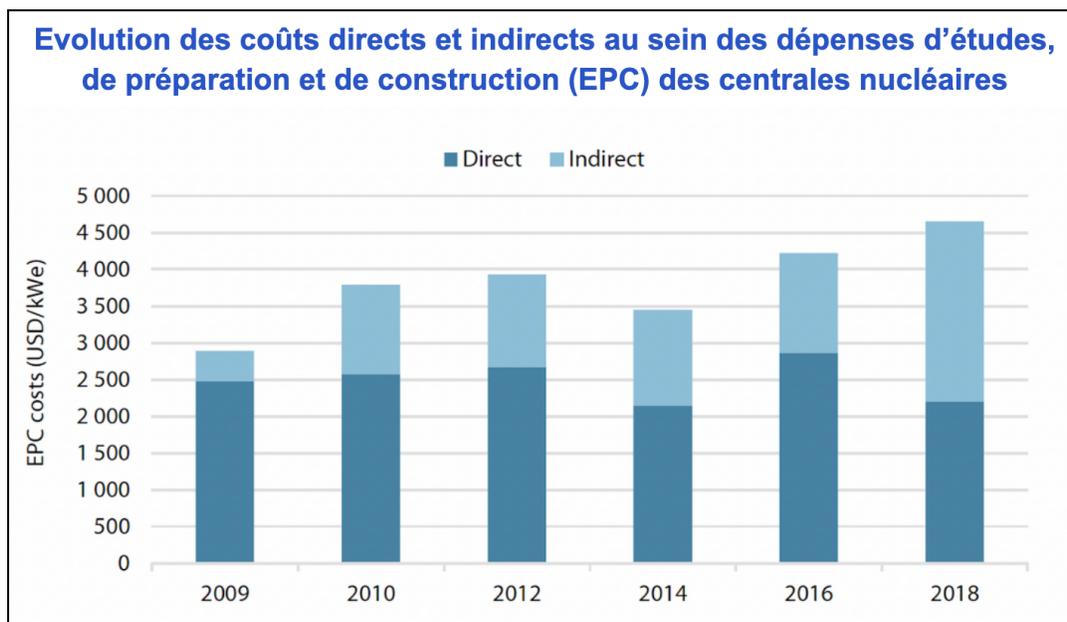


Figure 4

⁵ Source: World nuclear association, [Economics of nuclear power](#)

⁶ Source: MIT, [Overnight Capital Cost of the Next AP1000](#)

De nombreuses études internationales⁷, comme celle publiée en 2020 par la Nuclear Energy Agency⁸, confirment ce phénomène dans presque tous les pays nucléarisés. Et ces études isolent clairement l'évolution des réglementations comme principale source de cette évolution. Elles notent que si les coûts directs de construction des centrales (génie civil, équipements, réacteurs) évoluent peu, voire baissent, les coûts indirects, à savoir l'ingénierie et les phases d'approbation réglementaires, augmentent fortement (figure 4).

En effet, lorsque les constructeurs savent qu'ils seront contraints d'adopter de nouvelles normes en cours de travaux, ils sont tentés de ne pas surinvestir dans la précision du design avant le lancement des travaux. Or, toujours selon la NEA, la stabilité du design avant le début de la construction du réacteur est un déterminant majeur du coût de construction final des centrales (figure 5)

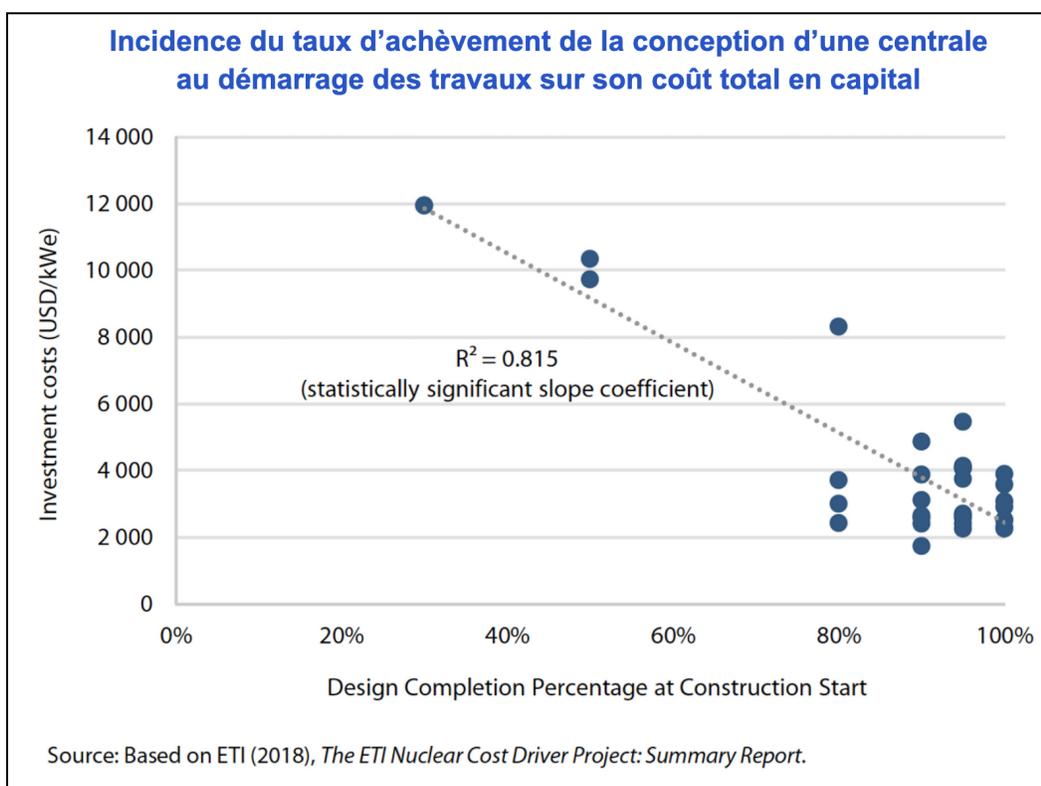


Figure 5

Le nucléaire est donc une des rares technologies qui n'a pas vu ses coûts unitaires de production baisser avec le temps. Certains experts estiment que même si la préoccupation de sécurité concernant les centrales est évidemment légitime, certains processus sécuritaires sont allés trop loin.

⁷ Source: Institute for progress, "[why does nuclear plant construction cost so much ?](#)"

⁸ Source: Nuclear Energy Agency, "[Unlocking reductions in construction costs of nuclear](#)"

Les contre exemples de la Corée du Sud, avec son réacteur APR1400, et de l'US Navy, qui ont réussi à obtenir des baisses de coût significatives sur leurs séries récentes de réacteurs en obtenant de leurs régulateurs un "gel" des contingences réglementaire au début des travaux, et ce pour des séries longues de réacteurs, montrent qu'il est possible de réguler "mieux" sans faire la moindre concession sur la sécurité des installations⁹. La NEA note que ce mode de gestion réglementaire était celui en vigueur pour les premières séries de réacteurs en France, mais qu'hélas, ce bon sens a été oublié au moment de lancer les premiers EPR de Flamanville ou de Finlande, projets pour lesquels la prévisibilité du cadre réglementaire a été fortement détériorée.

IV. Hausse des taux d'intérêts: un handicap supplémentaire ?

À cette problématique de maîtrise des coûts indirects de la construction, il faut ajouter que le coût final de l'électricité d'origine nucléaire est très fortement dépendant des taux d'intérêt applicables au financement des centrales. En effet, la construction d'une nouvelle centrale dure en moyenne 7 ans dans le monde, et plutôt 10 et plus dans les pays où le débat public autour de l'installation de ces centrales est possible. Les exploitants doivent donc investir des sommes considérables sur de longues durées avant de commencer à recevoir un retour sur investissement. Dans ces conditions, une hausse des taux comme celle que nous vivons en ce moment peut multiplier par 2 et plus le coût du MWh produit par la centrale, et le nucléaire, de toutes les technologies en présence, est de loin celle qui est la plus sensible à la hausse des coûts financiers (Figure 6)¹⁰.

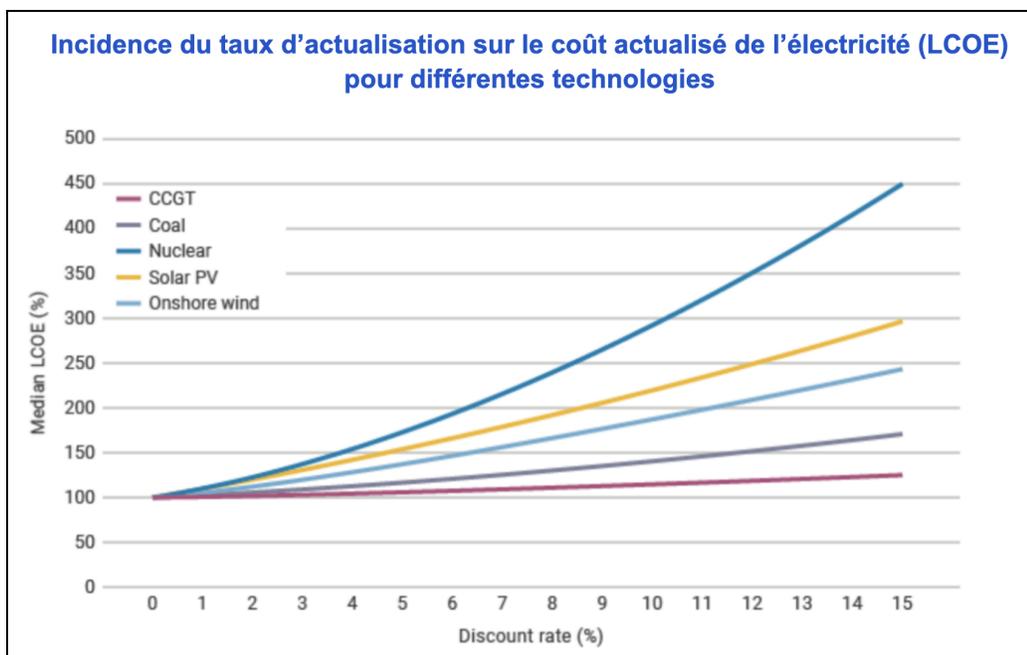


Figure 6

⁹ Source: Institute for Progress, "[Why does nuclear plant construction cost so much ?](#)"

¹⁰ Source: World Nuclear Association, "[Economics of nuclear power](#)"

Or le début de la décennie 2020 est marqué par une très forte hausse des taux directeurs des banques centrales. Si cette hausse se révèle durable, elle risque d'obérer la rentabilité des projets nucléaires futurs. En contrepartie, cette hausse peut agir comme un aiguillon positif pour revenir à une régulation nucléaire prévisible et stable, qui permettrait de fortes économies d'investissement. Après tout, les taux élevés des décennies 1970-80 n'ont pas empêché une très forte croissance du parc mondial de réacteurs.

V. Nucléaire classique: pilotable, mais jusqu'à un certain point

Les problèmes auxquels le nucléaire classique fait face ne s'arrêtent pas là. Le nucléaire classique, quoique pilotable, n'est pas aussi flexible que la production des centrales gaz ou fioul. Or, la demande en électricité varie à la fois de façon saisonnière, et en fonction des heures de la journée. Et parfois, ces variations peuvent être plus rapides que la capacité des centrales nucléaires à s'y adapter.

Dans leur jargon, les spécialistes disent que le nucléaire classique est parfait pour fournir la "charge de base" au réseau, c'est-à-dire le minimum en dessous duquel on est quasiment certain de ne pas descendre, mais doit être assisté par d'autres sources dans la fonction de "suivi de charge", et inutilisable pour satisfaire les brusques variations des charges de pointe, que seules des turbines à combustion classiques savent gérer à ce jour.

Cela veut dire que si la demande varie brusquement à la hausse, la puissance des centrales nucléaires ne peut pas suivre cette augmentation à la même vitesse, il faut donc des dispositifs autres capables d'assurer un relais. Dans de nombreux pays, ce sont des centrales thermiques qui assurent cette fonction de suivi rapide de charge.

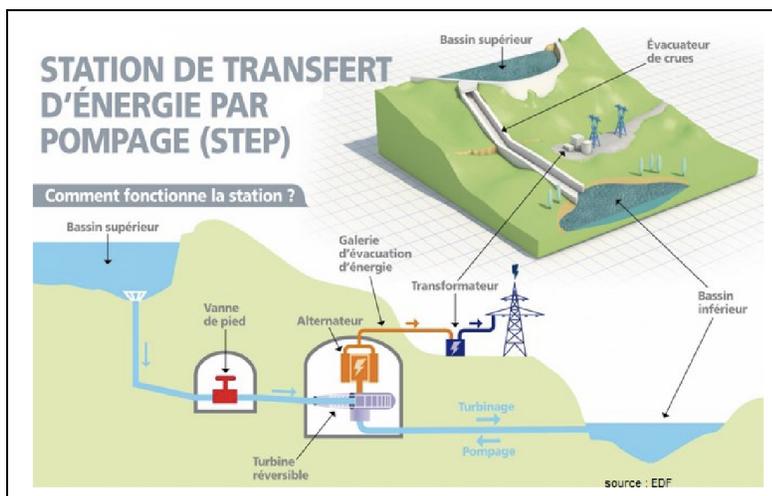


Figure 7

En France, ce relais a été assuré entre autres par des STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) construites en même temps que nos centrales, petits barrages rechargeables (figure 7) grâce à l'électricité nucléaire produite en excès en heure creuse, et capables de répondre à une

variation rapide de la demande à la hausse, le temps que la puissance des réacteurs nucléaires puisse être modulée. Ces “amortisseurs” de variation de charge ont évidemment un coût, qui peut dissuader certains pays de vouloir investir dans un parc nucléaire trop important.

VI. Nucléaire classique et renouvelables: une coexistence très coûteuse

Mais à ces problèmes de manque de flexibilité intrinsèque est venue s’ajouter l’émergence des énergies renouvelables intermittentes (ENRi), et surtout, non pilotables, qui introduisent dans le réseau électrique des variations aléatoires peu prévisibles et parfois brutales. Les centrales nucléaires ne peuvent pas s’adapter à des variations aussi brusques et les gestionnaires de grille doivent impérativement maintenir des centrales thermiques en activité pour gérer ces pointes à la hausse ou la baisse.

Autre problème, la France a la particularité d’être le seul pays dont la puissance nucléaire installée est supérieure au creux de demande estival (≈ 60 GW de puissance nucléaire pour ≈ 40 GW demandés), lequel correspond à la période où les panneaux solaires sont les plus actifs¹¹. La politique pro-ENRi menée en France et ailleurs impose aux réseaux électriques une priorité d’achat aux renouvelables, ce qui oblige à réduire volontairement la production de nos centrales nucléaires pendant plus de la moitié de l’année.

Ce phénomène n’existe pas dans les pays où le nucléaire assure une part minoritaire du mix électrique, où le taux de fonctionnement effectif des centrales (“facteur de charge”) est quasi égal au “taux de disponibilité” des réacteurs, généralement supérieur à 90%: les réacteurs assurent la “charge de base” et c’est tout. En France, les réacteurs doivent aussi assurer du suivi de charge, et il est nécessaire de moduler à la baisse la puissance des réacteurs nucléaires lorsque la demande est faible ou les renouvelables abondantes. Ainsi, le facteur de charge des centrales nucléaires françaises n’a-t-il été que de 68% en 2019, et ce facteur s’est dégradé en 2022 du fait de problèmes de maintenance.

Cela provoque une forte augmentation du coût réel de l’électricité produite par les centrales nucléaires. En effet, une part importante de celui-ci est liée aux coûts d’investissement totaux, divisés par la quantité d’énergie produite. Si l’exploitant est obligé de réduire cette quantité, alors le coût d’investissement par unité augmente. Diminuer le facteur de charge de 90% à 68% augmente mécaniquement de plus de 30% le montant des frais fixes dans le prix de revient de l’électricité nucléaire. Une étude OCDE-NEA¹² de 2019 a montré qu’augmenter fortement le taux de pénétration des renouvelables dans une grille dont la base est majoritairement nucléaire conduisait à une forte augmentation des coûts globaux de génération, les surcoûts étant essentiellement portés par les opérateurs de centrales pilotables.

¹¹ Source: IREF, [Les panneaux solaires sur les parkings : un catastrophique gaspillage de ressources](#)

¹² Source: OECD Nuclear Energy Agency, [The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables](#)

De surcroît, cette obligation de modulation permanente de puissance des réacteurs nucléaires actuels -modulation pour laquelle ils n'ont pas été conçus- constitue un risque majeur pour leur longévité. L'autorité de Sûreté nucléaire note que plus la modulation est pratiquée, plus la sollicitation mécanique et radioactive des composantes des centrales est importante, au risque d'accélérer leur détérioration¹³.

Les producteurs d'électricité qui envisagent de recourir à l'énergie nucléaire pourraient donc être tentés d'y renoncer si, parallèlement, le développement des renouvelables intermittentes et prioritaires sur la grille est susceptible de les forcer à pratiquer une modulation fréquente de leur puissance de sortie, obérant leur rentabilité. Cette question, déjà centrale pour l'économie du nucléaire en France, se posera dans tous les pays qui voudront développer conjointement un parc nucléaire important et une capacité élevée en ENRi.

VII. Le nucléaire classique ne verra pas de hausse spectaculaire des mises en service dans les 20 prochaines années.

Or, de nombreux pays donnent actuellement la priorité aux énergies renouvelables intermittentes, pour des raisons purement politiques, hors de toute rationalité technologique. Autrement dit, les risques liés à la hausse des taux, les risques d'instabilité réglementaire, et ceux de report des coûts de l'intermittence des ENRi sur le nucléaire, constituent trois hypothèques majeures sur la rentabilité future de tout projet nucléaire classique.

Voilà pourquoi il est raisonnable d'affirmer que, malgré tous les discours de réhabilitation du nucléaire que nous avons entendus depuis la grande peur du blackout de 2022, **les mises en service de réacteurs nucléaires classiques ne verront pas leur rythme varier de façon spectaculaire dans les deux décennies à venir.**

La mise en service de 55 nouveaux réacteurs (dans 15 pays) est prévue d'ici 2030¹⁴, en ligne avec les ≈100 réacteurs mis en service entre 2000 et 2020. C'est mieux que rien, mais cela ne constitue pas une accélération. Sur ces 55 réacteurs, seulement 9 doivent voir le jour dans les pays les plus riches, 33 dans les pays à revenu "moyen supérieur" dont 23 en Chine, et 13 dans les pays "moyens inférieurs" dont 8 en Inde.

En revanche, de nombreux pays évaluent la possibilité d'étendre la durée de vie de leurs réacteurs existants, voire de les rajeunir en augmentant leur capacité. Le rythme de retrait de vieux réacteurs devrait donc s'atténuer.

¹³ Source: Le monde de l'énergie, [la modulation nucléaire, un risque majeur](#)

¹⁴ Source: World Nuclear Association, [Plans For New Reactors Worldwide](#)

VIII. Nucléaire contre charbon: le choix des pays émergents est vite fait

Pour mettre ces chiffres en perspective, les 23 nouveaux réacteurs chinois prévus d'ici 2030 représentent environ 24 GW de capacité additionnelle en 10 ans¹⁵. Or, la Chine a mis en service entre 30 et 80 GW **annuels** de centrales à charbon entre 2005 et 2020 (figure 8)¹⁶, et bien qu'elle ne publie pas de chiffres officiels, tout porte à croire qu'elle accélère encore le rythme des autorisations¹⁷. Ce sont environ 270 GW-charbon qui pourraient être ajoutés à la grille chinoise entre 2021 et 2025¹⁸. La raison en est simple: la construction d'une centrale à charbon, en Chine, coûte moins de 1000\$/kW, contre de ≈2800\$ à \$3500 pour une centrale nucléaire¹⁹, et le temps de construction pour une centrale d'1GW y est d'environ 3 ans, contre 5 à 6 pour le nucléaire.

La même observation vaut pour l'Inde, qui prévoit d'ajouter 6,6 GW de capacité nucléaire d'ici 2030, mais plus de 60 GW charbon, et 40 GW de capacités hydroélectriques, principalement dans l'Himalaya.

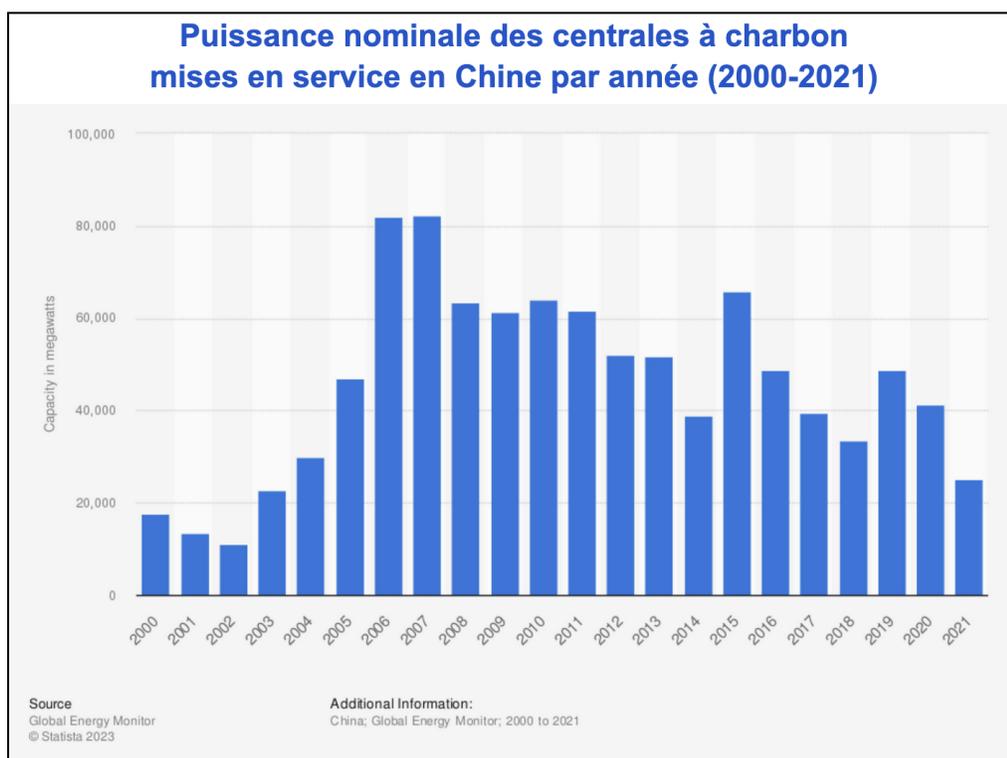


Figure 8

Les exemples de la Chine et de l'Inde montrent que le charbon est aujourd'hui le premier choix des pays émergents pour disposer rapidement d'une électricité fiable et économique, malgré les coûts

¹⁵ Source: [World Nuclear News. Country Profile of China](#)

¹⁶ Source: [Statista](#)

¹⁷ Source: [Reuters](#)

¹⁸ Source: [Bloomberg](#)

¹⁹ Source: [IEA. projected costs of generating electricity 2020. p54](#)

additionnels en combustible de la filière charbon. Ces pays considèrent le nucléaire plutôt comme un appoint, utile mais pas encore central dans leur mix énergétique. Les dirigeants chinois n'ont d'ailleurs pas caché que leur principal critère de priorisation des énergies resterait la compétitivité économique de chaque filière, plutôt que leurs émissions de gaz à effet de serre.

Il y a fort à parier que tous les pays émergents qui sont entrés, ou entreront prochainement en phase de décollage économique, feront le même choix: ils privilégieront le charbon, ou le gaz s'ils en possèdent des réserves, pour soutenir leur développement économique immédiat, et entreront prudemment dans la filière nucléaire au fur et à mesure de ses progrès, pour "prendre rang", créer un écosystème de sous-traitants et de main d'oeuvre qualifiée capable de gérer une vraie transition vers le nucléaire lorsque celle ci sera économiquement envisageable pour le monde entier, si elle le devient un jour.

Mais l'industrie nucléaire n'est pas restée les bras croisés, et a imaginé des moyens de relancer l'intérêt des producteurs d'énergie pour cette source d'énergie par ailleurs fiable et entièrement décarbonée.

IX. Les "petits réacteurs modulaires", sauveurs du nucléaire ?

Les ingénieurs ont cherché les moyens de répondre à toutes les critiques techniques ou économiques adressées au nucléaire classique, et l'une de leurs réponses tient en 3 lettres: SMR, pour Small Modular Reactors, ou petits réacteurs modulaires.

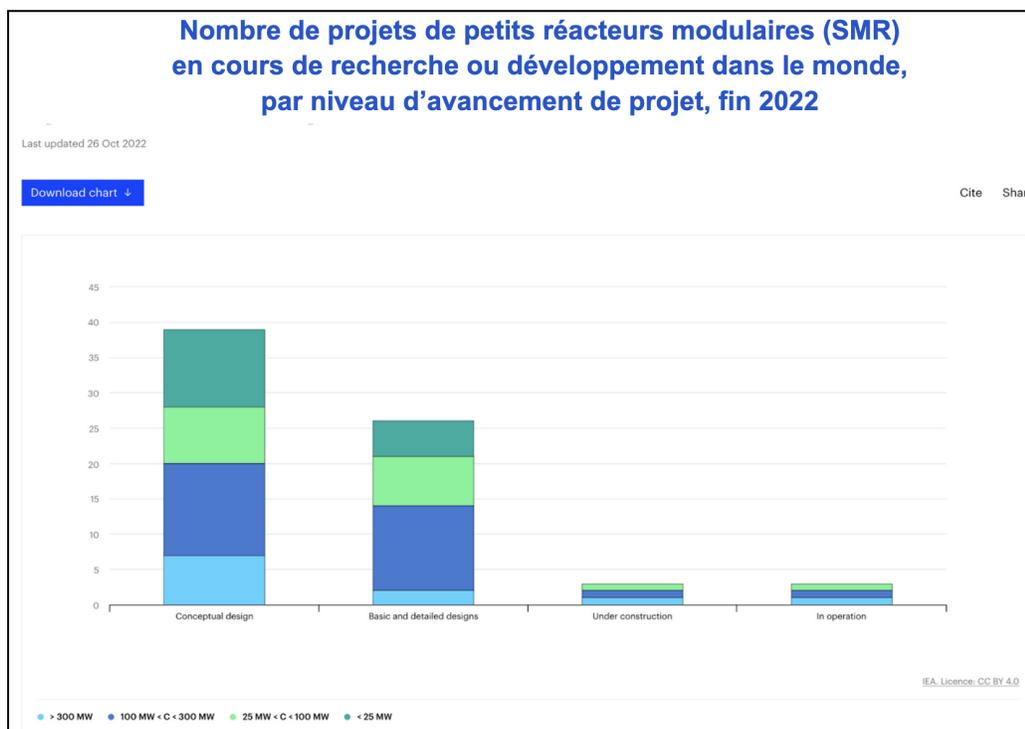


Figure 9

Le secteur des SMR est un plein bouillonnement créatif: l'IEA recense 70 projets à différents stades de développement (Figure 9)²⁰. Beaucoup sont encore à l'état de concept, mais 3 sont déjà en opération, en Russie et en Chine.

L'idée est de miniaturiser le réacteur et ses composants annexes (turbines, refroidissement, etc...) de façon suffisante pour pouvoir le produire en série en usine, et le déployer sur des sites faciles à construire, de façon à réduire à la fois le coût unitaire à puissance égale, et les coûts financiers associés grâce à un déploiement progressif et rapide. Le concept n'est pas nouveau: il a été développé pour des navires et sous-marins militaires, ainsi que pour des navires brise-glace.

Les avantages supposés des SMR, tels que présentés par leurs vendeurs, sont les suivants:

- Économies d'échelles liées à la capacité de produire les réacteurs nucléaires en série en usine, et à les livrer entiers sans avoir à les assembler sur chantier.
- Possibilité de déploiement rapide permettant d'accélérer le retour sur investissement et donc de réduire les frais financiers.
- Les systèmes annexes de "conversion de puissance" de l'énergie nucléaire en électricité étant plus petits, ils sont plus simples à dessiner et à déployer.
- Possibilité de déploiement progressif permettant d'accompagner les hausses de demande.
- Technologies avancées de refroidissement, plus compactes et surtout beaucoup plus résilientes en cas d'incident grave non anticipé de type Fukushima. De surcroît, le besoin en eau pour le refroidissement sera nettement limité par rapport aux réacteurs classiques.
- Les technologies employées permettront d'assurer du suivi de charge sans recours à des équipements extérieurs de type STEP. (En revanche, aucun design ne semble encore configuré pour gérer des pointes soudaines, notamment en cas de brusque variation de la production des ENRi).
- La modularité permettra de réduire les temps d'indisponibilité pour maintenance ou pour recharge en combustible fissile.
- La chaleur produite par les réacteurs sera à une température plus raisonnable que dans le nucléaire classique, permettant d'une part d'éviter les grandes tours de refroidissement qui obèrent les paysages, et d'autre part de récupérer cette chaleur pour des réseaux résidentiels ou industriels de chauffage.
- La modularité et la petite taille rendront le démantèlement en fin de vie beaucoup plus facile.

²⁰ Source: [International Energy Agency](#)

- Les SMR pourraient servir à reconvertir d'anciennes centrales à charbon ou au gaz, permettant de ne pas réinvestir dans la totalité des infrastructures, mais uniquement dans le dispositif central de production d'énergie.

Ajoutons que si certains modèles en étude ne sont que la miniaturisation des réacteurs de génération 3 actuelle, d'autres intègrent des éléments de réacteurs de 4e génération (sels fondus, neutrons rapides, etc.) laissant espérer une bien meilleure consommation des matières fissiles, la possibilité d'utiliser des déchets de centrale classique comme combustible, et par là même une diminution drastique de production de déchets fortement radioactifs. De ce fait, les réacteurs de 4e génération pourraient multiplier par 5 et plus le "retour sur investissement énergétique" (EROI) déjà élevé du nucléaire classique, ce qui signifie que le rythme de consommation des réserves naturelles de combustible (uranium aujourd'hui, thorium peut être plus tard) serait très faible, assurant plusieurs centaines, voire milliers d'années de disponibilité théorique des matériaux concernés.

X. Les SMR: une évolution intéressante, mais pas un miracle

Cependant, il y a parfois loin du discours publicitaire à la réalité. Certaines études²¹ estiment que les SMR ne présenteront pas un avantage significatif sur les réacteurs classiques de type AP1000 en termes de coût au MW installé, les gros réacteurs produisant de grosses quantités gagnant en économies d'échelle ce qu'ils perdent en lourdeur de construction. Selon les études, le coût projeté de production électrique par les SMR varie de 36 à 120\$/MWh. La fourchette basse serait très intéressante, la barre haute beaucoup moins. Le secteur est jeune, fait face à de nombreuses inconnues, et le moins que l'on puisse dire est qu'il n'y a pas de consensus sur ce que seront les coûts futurs des SMR par rapport aux grands réacteurs, lesquels pourront également progresser en profitant des avancées technologiques permises par la R&D sur les SMR.

L'OCDE-NEA résume ainsi les termes de la compétition à venir entre SMR et grands réacteurs classiques (figure 10)²²: les gains permis par la modularité, par la fabrication en usine et en série, par la simplification et la standardisation du design, seront-ils suffisants pour battre les économies d'échelle permises par les grands réacteurs ? C'est hautement souhaitable, mais il est trop tôt pour le dire. La NEA ajoute qu'une harmonisation des règles et processus d'approbation des réacteurs au niveau des principales agences nucléaires mondiales aurait un impact baissier majeur sur les coûts de développement de nouvelles capacités de production, mais l'agence reconnaît également qu'une telle harmonisation risque de rencontrer une forte résistance des États, dans un domaine touchant de près aux souverainetés nationales²³.

²¹ Source: MIT [Overnight Capital Cost of the Next AP1000](#)

²² Source: OECD-NEA [Small Modular Reactors Challenges and Opportunities](#)

²³ Source: OECD-NEA [Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear A Practical Guide for Stakeholders](#)

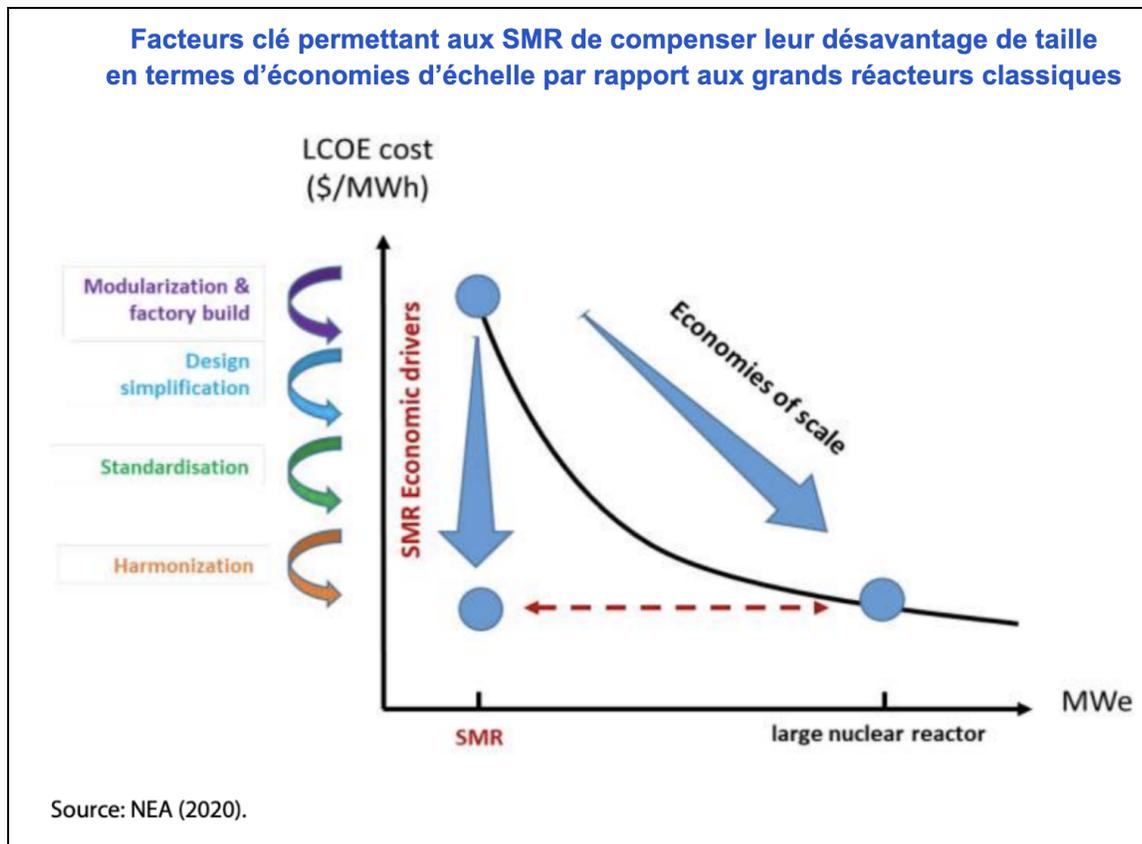


Figure 10

Quoi qu'il en soit, les SMR représentent une évolution intéressante de la technologie nucléaire en termes de praticité, de facilité de développement, de déploiement et de maintenance, sans parler de leur coexistence techniquement facilitée avec les énergies intermittentes. Mais il ne semble pas qu'ils constituent une solution miraculeuse en termes de prix de revient de l'électricité produite.

Voilà pourquoi l'IEA a réévalué à la hausse les fourchettes médiane et haute de ses prévisions pour les décennies à venir, mais sans optimisme particulier. Selon l'agence, cette capacité pourrait doubler en 2050²⁴, avec beaucoup de "si", pour atteindre près de 800 GW tous types de réacteurs confondus, contre 400 aujourd'hui, le scénario médian étant quant à lui fixé à 600 GW. Ce chiffre est à rapprocher de celui des énergies fossiles (≈4600 GW installés en 2021), hydroélectriques (1300 GW) et ENRi (≈750 pour l'éolien et 800 pour le solaire). L'IEA estime que si la réalité se rapprochait du scénario médian, la part du nucléaire dans la génération électrique mondiale continuerait à baisser légèrement, à ≈9%. Elle atteindrait ≈12% si la limite supérieure était atteinte.

La NEA, quant à elle, estime que le déploiement de masse des SMR ne commencera pas avant 2035, son estimation la plus haute se situant à 21 GW installés cette année-là, alors que l'agence nucléaire britannique estime le potentiel des SMR à 65 GW au même moment²⁵. Ces chiffres, sans

²⁴ Source: Connaissance des énergies, [Nucléaire : l'AIEA revoit à la hausse ses projections d'ici à 2050](#)

²⁵ Source: OECD-NEA [Small Modular Reactors Challenges and Opportunities](#)

être négligeables, restent faibles en comparaison de la capacité nucléaire actuellement déployée, de près de 400 GW. Quoique veuillent les politiciens, les transitions technologiques prennent du temps, car elles ont un coût. La transition nucléaire, si elle se produit, sera lente.

XI. Conclusion: le nucléaire est la filière électrique la plus prometteuse pour l'avenir, à condition que les réglementations défavorables soient modifiées

Le nucléaire est un élément important des mix électriques du futur, mais les conditions ne sont pas remplies pour détrôner les énergies fossiles avant plusieurs décennies.

A ce jour, il n'existe pas de source d'énergie qui soit à la fois bon marché, décarbonée et pilotable. Toutes les technologies actuelles de production d'électricité ne présentent au mieux que deux qualités sur trois.

La fission nucléaire présente un atout majeur par rapport à ses concurrentes (hydroélectricité, énergies fossiles, renouvelables intermittentes, autres renouvelables): elle est la seule technologie mature qui doit "seulement" réussir à réduire ses coûts. Toutes les autres technologies doivent triompher de barrières physiques non vaincues à ce jour. La capture du CO₂ pour les usines fossiles est encore un vœu pieux, les technologies permettant le stockage des ENRi (batteries, production d'hydrogène) sont immatures et présentent des coûts estimés d'investissement prohibitifs pour une fiabilité incertaine, l'hydroélectricité ne dispose pas d'assez de sites constructibles pour répondre à la demande d'énergie mondiale, et aucune production agricole ne peut être suffisante pour produire des biocarburants au delà d'une part de marché marginale. Quant à la fusion nucléaire, malgré quelques avancées récentes en laboratoire, elle reste encore très loin d'être déployable commercialement, et nul ne peut prédire quand elle le sera.

Si l'industrie de la fission nucléaire parvient à résoudre ses problèmes de maîtrise des coûts, elle pourra devenir la force dominante de la production énergétique au cours de la seconde moitié du siècle.

Mais pour cela, deux conditions doivent être remplies par les États:

D'une part, il faut que les principales agences de régulation du nucléaire dans le monde définissent des processus d'approbation des projets beaucoup plus stables dans le temps, avec des révisions normatives espacées et programmées, donnant de la visibilité aux investisseurs et permettant de capitaliser l'expérience des premiers réacteurs d'une série pour réduire le coût des suivants. Si l'Union Européenne et les USA pouvaient adopter des normes communes obéissant à ce cahier des charges, le bénéfice industriel pourrait être considérable, et permettrait des gains financiers élevés tant pour les fabricants de centrales que pour les consommateurs d'électricité, et ce, sans qu'il ne soit besoin d'accorder la moindre subvention à la filière nucléaire. A défaut d'un accord mondial, la France devrait œuvrer dans cette direction, et pousser l'UE à le faire.

D'autre part, il est indispensable d'abandonner les politiques donnant la primauté aux énergies renouvelables intermittentes, lesquelles ne sont pas prêtes d'être pilotables dans des conditions financières acceptables, et qui, passé un certain seuil, augmentent les coûts de production des autres centrales, et particulièrement des centrales nucléaires, en forçant la modulation à la baisse de leur production. Vouloir faire coexister nucléaire et renouvelables dans des conditions économiquement acceptables est une chimère. Et s'il faut choisir entre le nucléaire, éprouvé et fiable, et les renouvelables, structurellement intermittentes et non pilotables, alors le choix évident de la raison doit se porter vers le nucléaire.

À propos de l'auteur

Vincent Bénard est ingénieur en génie civil et aménagement du territoire, diplômé de l'École Nationale des Travaux Publics de l'État, et analyste économique. Il est l'auteur de nombreux articles de presse généraliste ou spécialisée sur les conséquences économiques des politiques publiques, notamment dans le domaine du logement ou de l'aménagement du territoire. Il a publié auparavant pour l'IREF les rapports suivants :

- [Imputer au changement climatique les inondations en Chine est une désinformation](#)
- [La lutte contre l'étalement urbain, une obsession politique irrationnelle](#)
- [Les politiques climatiques "zéro émissions nettes" de l'Union Européenne, un examen critique](#)

À propos de l'IREF

L' [Institut de Recherches Économiques et Fiscales](#) est un think tank libéral et européen fondé en 2002 par des membres de la société civile issus de milieux académiques et professionnels dans le but de développer la recherche indépendante sur des sujets économiques et fiscaux. L'institut est indépendant de tout parti ou organisation politique. Il refuse le financement public.

L'IREF publie des études, des rapports, des livres ainsi qu'une Newsletter hebdomadaire diffusée uniquement sur internet. Ses publications traitent de thèmes variés comme par exemple : la fiscalité française et mondiale, les droits de propriété, la mondialisation et le libre-échange, les politiques publiques, les retraites, la santé et l'écologie.

Conscients que la prospérité économique n'existe que dans un monde économique libre avec une fiscalité réduite et neutre, les membres de l'IREF œuvrent à la réduction du poids de l'Etat et des prélèvements obligatoires. Originaires de différents pays, leur approche scientifique est comparative et prend toute sa valeur dans le contexte de la mondialisation

Contactez l'Auteur

Pour contacter l'Auteur, merci de passer par la page dédiée de l'IREF, qui transmettra <https://fr.irefeurope.org/contact/>

©Vincent BÉNARD et IREF-Europe, 29 mai 2023