

PROLONGER ET RELANCER LE NUCLÉAIRE

ÉNERGIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



LE THINK TANK DE LA
TRANSITION BAS CARBONE

 **THE SHIFT
PROJECT**

L'énergie électronucléaire joue un rôle majeur dans le mix électrique français, avec près de 70 % de l'électricité produite en 2024 [298]. Elle présente le double avantage d'être bas-carbone et pilotable. Toutefois les quantités d'électricité produites à ce jour ne seront pas suffisantes. En effet, **la décarbonation de notre économie passera largement par l'électrification des usages, ce qui nécessitera des quantités additionnelles très importantes d'électricité bas-carbone** (environ un tiers de hausse d'ici à 2050 selon la SNBC2, encore davantage en cas de forte réindustrialisation)³⁴¹. Pour satisfaire cette forte consommation électrique additionnelle, il faudra simultanément développer les énergies renouvelables³⁴² et développer du nouveau nucléaire, notamment avec le programme EPR2 (EPR est l'acronyme pour *Evolutionary Power Reactor*).

De plus, le parc nucléaire existant nécessite des travaux importants. Le programme nucléaire français a été initié à la suite des chocs pétroliers de 1973 et 1979, dans un objectif de souveraineté énergétique. Construites dans les années 1980 et 1990, ces centrales avaient initialement une durée d'exploitation garantie de 40 ans, soit une échéance entre 2020 et 2030. Cela a ouvert la question du prolongement de ces réacteurs à 50 ans puis à 60 ans, voire au-delà. Celle-ci est cruciale pour électrifier nos usages pendant la prise de relais par les ENR et avant l'arrivée des nouveaux réacteurs EPR2.

Ainsi, le secteur nucléaire est aujourd'hui confronté à un double défi³⁴³ : **prolonger autant que possible le parc historique** d'une part, et **lancer de nouveaux réacteurs EPR2 aussi vite que possible** d'autre part.

Il faut réussir la prolongation du parc nucléaire historique

La prolongation à 50 ans est déjà en cours

Au sein du parc nucléaire aujourd'hui en fonctionnement, différentes versions de réacteurs coexistent, avec, dans l'ordre chronologique d'entrée en service : 32 réacteurs d'une puissance électrique de 900 MWe³⁴⁴, 20 de 1300 MWe, 4 de 1450 MWe et enfin l'EPR de Flamanville (environ 1600 MWe). Pour chacun de ces réacteurs, les échéances de prolongation à 50 puis 60 ans ne surviendront pas au même moment.

La prolongation jusqu'à 50 ans de réacteurs **900 MWe a déjà été autorisée de manière générique** – un accord site par site reste nécessaire pour qu'EDF puisse poursuivre l'exploitation. Cette prolongation nécessite de nombreuses modifications, notamment pour achever la prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, survenu en 2011, et pour tendre vers le niveau de sûreté des centrales les plus récentes – telles que l'EPR de Flamanville. Ces modifications sont aujourd'hui en cours de déploiement dans les centrales en question, à l'occasion de leurs « visites décennales » respectives. A fin 2024, EDF a réalisé tout ou partie de ces travaux pour 22 réacteurs sur les 32 concernés. La dernière intervention sur le dernier réacteur concernée est prévue en 2031.

³⁴¹ Voir notamment nos chantiers voitures électriques, poids-lourds électriques, pompes à chaleur, acier bas-carbone et hydrogène vert.

³⁴² Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque

³⁴³ Nous ne prétendons pas ici à l'exhaustivité. La filière nucléaire rencontre d'autres défis majeurs, par exemple sur le cycle du combustible, non abordé ici.

³⁴⁴ MWe = MegaWatt électrique, unité de puissance électrique produite par le réacteur.

En juillet 2025, l'Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection (ASNR) a rendu un **avis générique positif** sur la prolongation à 50 ans des réacteurs de **1300 MWe** [299]. Ces travaux et leur validation ont l'avantage de bénéficier du retour d'expérience de la prolongation à 50 ans des 900 MWe. Quant aux réacteurs de 1450 MWe, entrés en service au tout début des années 2000, et à l'EPR de Flamanville, entré en service en 2024, la question de leur prolongation à 50 ans n'est pas encore d'actualité.

Un bon niveau de confiance sur la prolongation à 60 ans

La prolongation à 60 ans commence, quant à elle, à être discutée pour les réacteurs de 900 MWe [300]. Les modifications s'annoncent ici plus limitées que pour la prolongation à 50 ans³⁴⁵. Il n'y a pas d'inquiétude majeure exprimée par l'ASNR à ce stade concernant ce passage à 60 ans, et ce malgré quelques points d'attention – adaptation aux effets du changement climatique et retour d'expérience sur le séisme du Teil de 2019 pour la centrale de Cruas. **Les 60 ans semblent donc atteignables pour les 900 MWe**. Cet horizon est encore lointain pour les autres modèles, plus récents.

Notons toutefois que ce maintien en exploitation du parc risque d'avoir un **coût élevé** et ce pour plusieurs raisons : remplacement de matériels rendu nécessaire par le vieillissement des installations, rehaussement du niveau de sûreté demandé lors des réexamens périodiques, ou encore projets de rénovation impulsés par l'exploitant lui-même. Il nécessitera également une sécurisation de la qualité de la sous-traitance et une ré-internalisation des **compétences critiques**, dont certaines ont été perdues. Le volume de travaux sollicitera de plus fortement les entreprises de **travaux publics**, dans un contexte où celles-ci doivent être simultanément impliquées dans de nombreux chantiers de la transition – prolongation du nucléaire existant, nouveau nucléaire, EnR, réseau électrique, réseau ferré, transports en commun, etc.

Une incertitude au-delà de 60 ans

Il y a en revanche **davantage d'incertitude**, à date, concernant une potentielle prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans. Or l'enjeu est de taille : en l'absence de prolongation au-delà de 60 ans, les trois quarts (en puissance) du parc historique seraient amenés à fermer avant 2050, alors qu'une prolongation à 70 ans permettrait déjà d'en préserver près de 90 %. Une démarche a d'ores et déjà initiée entre EDF et l'ASNR, pour se projeter sur les conditions d'une telle prolongation et identifier les verrous potentiels, mais les premières conclusions ne seront disponibles que dans le courant de l'année 2026. L'ASNR doit se positionner avant fin 2026 sur les perspectives de poursuite du fonctionnement jusqu'à 60 ans et au-delà, et un rapport du gouvernement à ce sujet doit être remis au parlement d'ici le 31 décembre 2026.

Les Etats-Unis ont certes décidé d'une prolongation de certains réacteurs **jusqu'à 80 ans**, mais cela n'est **pas directement extrapolable au cas français**. D'une part car l'autorité de sûreté américaine demande uniquement de conserver le niveau de sûreté initial, alors que son homologue française demande de s'aligner sur les exigences les plus récentes ; et d'autre part car aux Etats-Unis les prolongations sont actées par tranche de 20 ans, contre 10 ans dans le cas français.

Plus fondamentalement, notons que la plupart des équipements d'une centrale nucléaire sont remplaçables, à l'exception de la cuve et de l'enceinte de confinement. Ces deux éléments sont les seuls qui contraignent potentiellement la durée de vie ultime, d'un point de vue

³⁴⁵ Cette dernière ayant dû intégrer le retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

purement technique. Or le vieillissement réel des cuves est suivi au fur et à mesure, par radiographie et via l'analyse des éprouvettes situées dans le réacteur, régulièrement prélevées. La position du combustible dans le cœur est optimisée de manière à limiter le flux neutronique vers la cuve, à l'origine d'une éventuelle fragilisation. Par ailleurs il n'est pas à exclure que certains procédés – introduction de recuit de récupération [301] – permettent de « rajeunir » une cuve en éliminant certains défauts, prolongeant ainsi sa durée de vie de plusieurs années. Notons cependant que si certains composants lourds, tels que les internes de cuve, sont remplaçables en théorie, l'ampleur d'un tel chantier, tant en termes financiers qu'en terme de capacité industrielle et de radioprotection des travailleurs serait très importante. Des remplacements de cette ampleur devraient être planifiés et sécurisés de nombreuses années à l'avance. Compte tenu de tout cela, **une prolongation de tout ou partie des 900 MWe français à 70 ans est aujourd'hui incertaine : il est possible qu'elle soit techniquement faisable, mais sa mise en œuvre pourrait s'avérer complexe et couteuse.**

Il faut réussir le lancement du nouveau nucléaire

La relance du nucléaire passe par le programme EPR2

Parallèlement à la prolongation du nucléaire historique, il s'agit simultanément de relancer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Cette relance, actée lors du discours présidentiel de Belfort en 2022, s'appuiera principalement sur le **programme EPR2**. Les SMR (Small Modular Reactor), les RNR (Réacteurs à Neutrons Rapides) et la fusion thermonucléaire sont autant de chantiers majeurs qu'il faut poursuivre ou relancer sans attendre, en menant à bien les actions de R&D nécessaires, et en les insérant dans la dynamique industrielle d'ensemble de la filière. Toutefois, compte tenu de leurs maturités respectives, il est peu probable qu'ils jouent un rôle significatif dans le mix électrique d'ici à 2050³⁴⁶. Nous centrerons donc ici notre propos sur les EPR2.

Le réacteur EPR2 est fortement inspiré de l'EPR de Flamanville. Il est toutefois structurellement en écart sur trois points principaux. Tout d'abord son design intègre directement les contraintes issues du retour d'expérience de Fukushima, alors que l'EPR a été conçu avant l'accident – bien qu'amélioré à sa suite. D'autre part l'EPR devait initialement être un programme franco-allemand, intégrant donc les contraintes des industriels des deux pays, alors que l'EPR2 est uniquement français, permettant par principe de nombreuses simplifications³⁴⁷. Enfin, et surtout, l'EPR2 intègre le retour d'expérience de la conception et de la construction des quatre premiers EPR mis en service (Olkiluoto 3 en Finlande, Taishan 1 et 2 en Chine et Flamanville 3 en France) et vise à optimiser celles-ci. Pour ces trois raisons, il est logique que la filière privilégie le développement de réacteurs EPR2 plutôt que d'avoir à nouveau recours à des modèles plus anciens.

³⁴⁶ Notons toutefois que les SMR constituent une vaste famille, au sein de laquelle il faut distinguer les AMR (Advanced Modular Reactor), qui sont basés sur de nouvelles technologies de réacteurs (neutrons rapides notamment), et ne seront donc pas disponibles à court terme, et les SMR « classiques », basés sur une technologie similaire à celle du parc actuel, dont les premiers exemplaires pourraient arriver au début de la décennie 2030. Précisons aussi que les SMR ne visent pas uniquement la production d'électricité, mais également, ou exclusivement, celle de chaleur, pour l'industrie et/ou pour les réseaux de chaleur urbain.

³⁴⁷ Par exemple la suppression de redondances inutiles du point de vue de la sûreté, introduites dans l'EPR pour répondre aux habitudes de chacun des concepteurs.

Il faut réussir l'entrée en service des premiers EPR2 vers 2038

Le développement d'une centrale nucléaire est un **vaste projet industriel**, qui s'étale inévitablement sur une durée importante. Il démarre par la conception du modèle, préliminaire puis détaillée, se poursuit par la réalisation du chantier proprement dit, et s'achève par de nombreux tests, avant et après le raccordement au réseau électrique. Différents acteurs interviennent à chaque étape : l'exploitant - EDF, le concepteur du réacteur - Framatome, les différents fournisseurs produisant les équipements, les entreprises de BTP chargées du chantier ou encore l'ASNR, qui valide la sûreté de l'ensemble tout au long du processus.

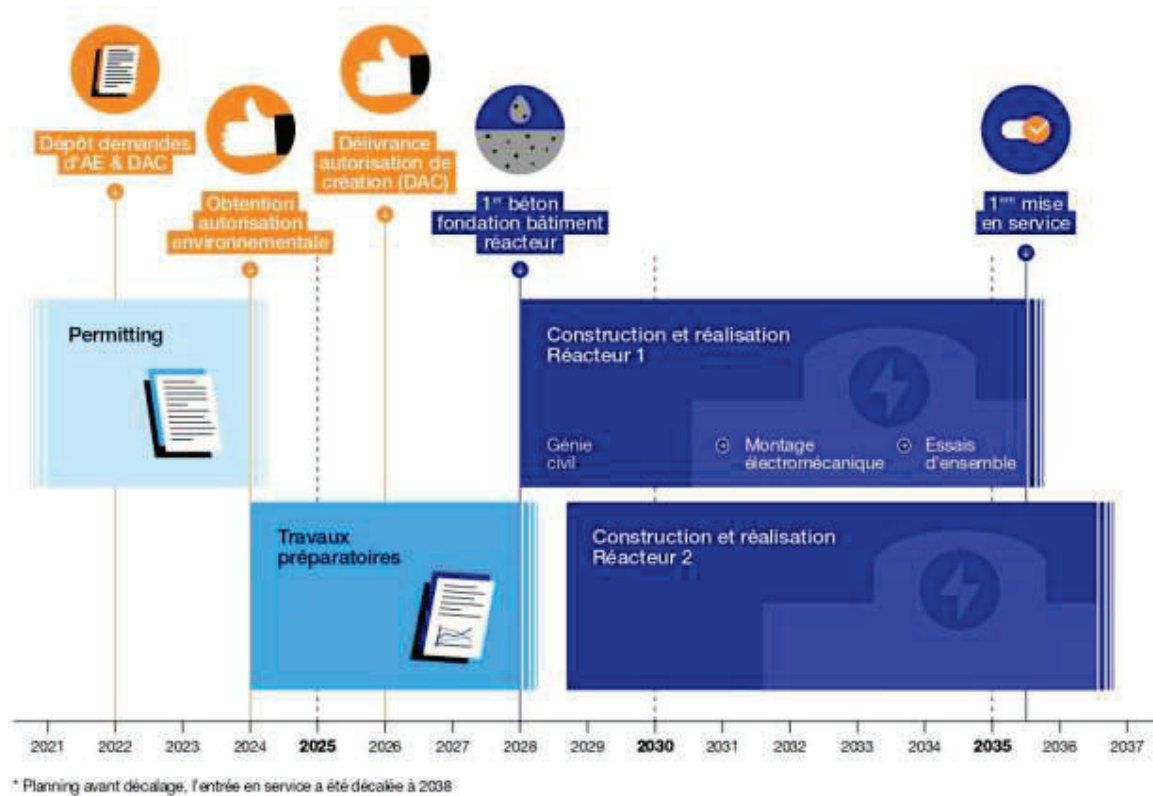


Figure 10 : Planning initial des EPR2 de Penly – The Shift Project

Initialement prévue en 2035, la date d'entrée en service des premiers EPR2 a été décalée en **2038**, à la suite d'un audit jugeant le design encore insuffisamment mature [289]. Pour que ce projet voie désormais le jour dans les temps, il faut une filière organisée en ce sens, assise sur un tissu industriel solide, renforcée par les investissements et les recrutements adéquats, bénéficiant des financements nécessaires et ayant tiré les leçons des échecs passés. Ces prérequis seront-ils au rendez-vous ?

La filière nucléaire est structurée au sein du GIFEN (Groupement des Industriels Français de l'Energie Nucléaire). Elle est constituée de près de 2000 entreprises, pour un total de plus de 250 000 salariés, et couvre toute la chaîne de valeur. Elle est de plus relativement centralisée autour d'EDF, l'unique exploitant du parc nucléaire français, et de Framatome, qui conçoit et fabrique les réacteurs en lien avec EDF. Elle bénéficie en outre, via la DINN (Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire), directement rattachée au premier ministre, d'une instance qui supervise et coordonne les programmes du nouveau nucléaire.

Sa planification est explicitée dans le rapport MATCH [302] du GIFEN, qui décrit l'effort d'investissement et de recrutement requis par les différents chantiers de la filière, dont la conception et la fabrication des EPR2. Cela permet de pointer les métiers en tension ou les fragilités potentielles du tissu industriel, afin d'y remédier. La relance du nucléaire, combinée à la pyramide des âges, se traduit par des **besoins de recrutement massifs**, à hauteur d'environ 100 000 emplois dans les 10 ans à venir, pour une filière qui en compte environ 250 000 aujourd'hui³⁴⁸. Il y a là un **défi majeur**, d'autant plus que certains emplois sont peu attractifs, et que leur répartition sera inégalement répartie dans l'espace – avec une forte concentration autour des chantiers concernés, souvent localisés loin des grandes agglomérations – et dans le temps – avec un pic lors de la construction puis de forts enjeux de reconversions en fin de chantier. L'effort de **formation** correspondant doit également être anticipé, et cela nécessite une vision fiable sur le calendrier EPR2. Enfin, l'attractivité d'ensemble de la filière sera d'autant plus importante que la volonté nationale de relance du nucléaire sera clairement affichée et assumée.

Sur le plan du **financement**, l'exercice est complexe. L'industrie nucléaire est particulièrement gourmande en capital, en raison de la taille gigantesque des projets et des durées très longues des constructions. Alors que, dans certains pays, le financement est pris en charge directement par l'Etat, en France et dans le contexte européen en particulier, la majeure partie des investissements est directement prise en charge par EDF. L'entreprise doit viser l'équilibre financier tout en réalisant de forts investissements, sur le nouveau nucléaire mais aussi sur le parc historique, tandis qu'elle n'a pas de garantie sur ses revenus, le prix de l'électricité étant principalement déterminé par le marché. Un prix trop élevé risquerait en outre de freiner l'électrification des usages et d'alourdir la facture des ménages et des entreprises, en particulier des industriels électro-intensifs [303]. Un schéma de financement des EPR2 a été proposé par l'exécutif français, mais il doit être accepté par la commission européenne en 2026, et il n'est pas certain que la convergence entre Paris et Bruxelles soit aisée [304]. Or, tant que ceci n'est pas officiellement acté, il est compliqué pour les entreprises du secteur de lancer les investissements, recrutements et formations nécessaires.

Tout cela s'inscrit de plus dans un contexte mondial de **hausse du coût de l'industrie nucléaire** dont l'origine est multifactorielle : alourdissement de la réglementation et difficultés d'application, complexité de la conception, manque de normalisation, échecs en matière de gestion de projet [305], ou encore intérêts bancaires élevés en raison d'une incertitude sur l'aboutissement des projets. Cette hausse peut toutefois être limitée par la construction en série de réacteurs, en s'appuyant sur la réplication et la standardisation.

Enfin, sur le plan technique, industriel et organisationnel, il importe de tirer le **bilan de l'EPR de Flamanville** qui, avec ses 12 ans de retard, fait figure de contre-exemple sur le plan calendaire – ainsi qu'en termes de surcoûts. Ce bilan a notamment été synthétisé dans le rapport Folz [306]. Y sont pointées, entre autres, la perte de compétence d'une filière qui n'avait pas construit depuis longtemps, la complexité de l'organisation industrielle du projet et l'absence de chef de projet clair, ou encore la difficulté pour les fournisseurs de réaliser les recrutements et investissements nécessaires en l'absence de perspective durable – l'EPR étant un exemplaire unique sur le sol français. Y sont aussi mentionnés l'annonce de délais perçus dès le départ comme totalement irréalistes par de nombreux acteurs, ainsi que le

³⁴⁸ Toutefois ces chiffres ne tiennent pas compte des gains potentiels de productivité, qui peuvent être atteints notamment grâce à la standardisation et à la réplication.

lancement prématuré des travaux alors même que le design n'était pas encore mature, conduisant à des modifications complexes pendant le chantier lui-même. Plus généralement, il est crucial que l'organisation soit claire et lisible, en interne comme en externe, et que le partage des responsabilités soit pertinent. La capacité de la filière à intégrer l'ensemble de ce retour d'expérience sera déterminante pour ne pas reproduire les mêmes erreurs sur l'EPR2, et pour garantir la tenue des délais annoncés.

Il faut mettre en service six à quatorze EPR2 d'ici à 2050

Pour l'heure, **six réacteurs EPR2** sont prévus. Ils seront construits par paires, réparties sur trois sites différents : une paire à Penly (Normandie), une paire à Gravelines (Hauts-de-France) et une paire au Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes). Tous ces réacteurs seront construits sur des sites existants, qui accueillent déjà des centrales nucléaires à ce jour ; il ne s'agit pas de trouver de nouveaux sites pour l'occasion. La première paire, celle de Penly, doit entrer en service en 2038, suivie deux ans plus tard de celle de Gravelines, puis deux ans plus tard de celle de Bugey.

Produire plusieurs réacteurs EPR2 – et non un seul comme pour l'EPR de Flamanville – permet aux industriels impliqués de réaliser des économies d'échelles en produisant des volumes d'équipements plus importants que pour un réacteur unique. Surtout, échelonner ces chantiers dans le temps permet de bénéficier de l'effet de série : le retour d'expérience des premiers chantiers alimente l'optimisation des chantiers suivants. Enfin, cette activité prévisible et soutenue sur une longue période permet à la filière d'anticiper les investissements et les recrutements nécessaires.

Huit autres réacteurs pourraient ensuite s'ajouter à ces six premiers. Selon RTE, ces 14 EPR2 à horizon 2050 constituent la borne haute envisageable, aux dires de la filière elle-même [19]. Certains imaginent toutefois pouvoir aller au-delà, jusqu'à 20 voire 22 EPR2 mis en service d'ici à 2050 [307]. Aucune décision officielle n'a encore été rendue concernant ces EPR2 additionnels. On ne sait pas non plus où ils seraient localisés le cas échéant, au-delà du fait qu'il s'agira là encore de sites nucléaires existants. Leur faisabilité industrielle n'est pas non plus documentée pour le moment : ils ne sont pas inclus dans le périmètre du rapport MATCH précité. Cependant, leur horizon de mise en service est également plus lointain, laissant du temps à la filière pour s'organiser en conséquence.

Conclusion

Pour réussir l'électrification des usages nécessaire à la décarbonation de l'économie, il est indispensable de prolonger autant que possible le parc nucléaire historique et de lancer aussi vite que possible de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2. La prolongation à **50 ans** est déjà **en cours** et celle à **60 ans** semble **très probable**. En revanche, il n'y **pas de certitude à date** sur une potentielle prolongation **au-delà de 60 ans**, même si elle n'est pas improbable dans son principe.

Par ailleurs, l'entrée en service de **premiers EPR2 en 2038** semble **crédible**, même si un **retard** de quelques années est toujours possible, voire **probable** sur ce type de gros projet industriel, le retour d'expérience de Flamanville permettant toutefois de limiter le risque de forte dérive. A l'inverse, il semble difficile de faire beaucoup mieux que 2038, le calendrier amenant à cette date n'étant que faiblement compressible : tenir cette échéance serait déjà une excellente chose.

Il y a enfin une vraie **incertitude** sur le **nombre d'EPR2** réalisable à **horizon 2050** : sauf gros retard les six premiers EPR2 seront vraisemblablement mis en service à cet horizon, mais cela est plus incertain sur les potentiels huit EPR2 suivants, et plus encore pour d'hypothétiques réacteurs supplémentaires. Ceci étant, plus le volontarisme politique en la matière sera clair et constant, et plus une vision anticipée et stable sera communiquée à la filière, plus l'entrée en service de nombreux EPR2 sera probable.

A contrario, le risque que le projet EPR2 ne voie jamais le jour pour des raisons techniques ou industrielles semble aujourd'hui très faible. Il n'est toutefois pas impossible qu'il achoppe sur des motifs non-techniques, le schéma de financement par exemple. **Dépendre d'un gros projet** pour une partie significative de sa production électrique présente un **risque inhérent**, en cas d'échec dudit projet : c'est une raison supplémentaire de prolonger le parc nucléaire historique et de déployer les énergies renouvelables, en parallèle du nouveau nucléaire, afin de diversifier les paris réalisés.

Contact

Clément Caudron

Chef de projet Transition Robuste

clement.caudron@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org