



Paris le 15 Mai 2026,

Position de la Sfen

Contribution de la Sfen à la consultation publique de RTE sur l'actualisation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

La Société française d'énergie nucléaire (Sfen) est une association scientifique et technique à but non lucratif, qui rassemble 3500 professionnels de l'industrie et de la recherche nucléaire françaises. Sa mission est le développement des connaissances de toutes celles et ceux qui s'intéressent à l'énergie nucléaire.

RTE a lancé le 3 avril 2026 une consultation publique portant sur le cadrage et les hypothèses de l'exercice d'actualisation de l'étude « Futurs énergétiques 2050. La Sfen salue la qualité des premiers travaux, ainsi que l'organisation du processus de concertation. Cette étude, qui permettra de tester la robustesse de certains scénarios, est un levier essentiel pour **éclairer le débat de politique énergétique au moyen d'outils d'analyse communs à l'ensemble des experts et parties prenantes.**

Le présent document, préparé par sa Section Technique 8 « Economie et stratégie énergétique », rassemble la contribution de la Sfen. Plutôt qu'une réponse linéaire au questionnaire, la Sfen propose une contribution structurée autour d'un préambule sur la finalité et les limites de l'exercice, suivie de trois recommandations.

- En préambule, la Sfen rappelle les limites d'un exercice à l'horizon 2050 et insiste sur la principale finalité de l'étude, qui est d'éclairer les décisions sans regret à prendre aujourd'hui, comme celle d'engager un programme de constructions neuves. La France devra rester manœuvrante pour adapter la production à la trajectoire effective de demande. Les technologies, en fonction du temps nécessaire à la réalisation des projets et de leur complexité, joueront un rôle différent.
- La première recommandation concerne la nécessité de réaliser de nombreux stress tests, à la fois sur les conditions météorologiques extrêmes et la stabilité des réseaux électriques, notamment en termes de tension et de fréquence
- La seconde recommandation concerne les méthodes de calcul des coûts. La Sfen recommande une valeur uniforme du coût du capital entre les technologies, et propose de retenir la valeur de 5%, différente de la valeur de 6% proposée par RTE. Elle insiste sur la nécessité d'étudier la valeur économique résiduelle du système à 2050, et propose de ne pas inclure dans les calculs les coûts échoués, en particulier ceux du palier EPR2.

- La troisième recommandation concerne l'importance de qualifier le contenu industriel de chaque scénario, dans la lignée du rapport Draghi. Même si cela sort du strict cadre de l'étude RTE, la dimension de l'apport de chaque filière en termes d'autonomie stratégique industrielle doit demeurer présente à chaque stade de l'analyse et de ses conclusions.

Préambule sur la finalité et les limites de l'exercice

La Sfen comprend la valeur que peut apporter, sur un plan intellectuel, un examen rapide des scénarios M0 et N4. Elle suggère néanmoins que l'étude détaillée et ses variantes se focalisent sur les scénarios M2, N1 et N3. La Sfen note que le scénario M2 va à l'encontre de ce qui est inscrit dans la PPE-3, et n'est donc pas à mettre sur le même plan.

Elle rappelle que les scénarios reposent sur des modèles qui, même s'ils sont de plus en plus sophistiqués, restent imparfaits, et sur des paramètres, surtout quand il s'agit d'explorer des futurs lointains où le champ des incertitudes s'élargit fortement. **Ce que l'on va dire de 2050 se révélera donc très probablement faux. Ce qui compte dans la conception et l'analyse des scénarios ce n'est pas tant 2050 que les décisions qui doivent être prises aujourd'hui.** Il s'agit de comprendre les paris que ces décisions conduisent à faire, et les risques qu'elles conduisent à prendre ou ne pas prendre. Il s'agit de minimiser le risque d'avoir à les regretter demain.

- Sur les limites de l'exercice à 2050 :

L'étude n'a de sens et de crédibilité qu'avec les enjeux, connaissances et technologies actuels. Or la seule chose dont on soit sûr est que ceux-ci seront très différents dans 25-30 ans.

Rétrospectivement, si l'on se ramène à 25-30 ans en arrière, l'enjeu principal était l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence ; on ne parlait encore que très peu de l'enjeu climatique ; les ENR éoliennes et photovoltaïque étaient balbutiantes ; les cycles combinés au gaz se développaient massivement dans le monde, rapides à installer et aux barrières faibles pour les nouveaux entrants ; le charbon devenait « propre » avec des équipements de dépollution. Pour le nucléaire enfin, les premiers besoins en France n'apparaissaient qu'à l'horizon de renouvellement du parc, vus à 30-40 ans de durée de fonctionnement, avec la question du choix de la technologie et d'un éventuel prototype.

Si l'on se projette dans 25-30 ans, il est tout à fait possible, pour donner quelques exemples de prospective, que l'enjeu climatique soit surpassé par d'autres enjeux (par exemple des enjeux de sécurité nationale ou d'un conflit majeur mondial entre deux blocs). Il est également possible, pour ne pas dire probable, que l'intelligence artificielle et la robotisation conduisent à des technologies et des coûts radicalement différents de ceux d'aujourd'hui, en particulier pour les filières à fort contenu d'ingénierie et d'industrie comme le nucléaire. Certains pays frontaliers avec la France sortis du nucléaire peuvent faire le choix d'y revenir. Il est enfin possible que les nouvelles technologies de stockage et de flexibilité permettent de mieux lisser les charges au niveau centralisé comme décentralisé (avec un développement de l'autoconsommation et de la flexibilité de la demande).

- Sur la nature des décisions qui doivent être prises aujourd'hui :

Sur le nucléaire, la Sfen a identifié que les décisions suivantes doivent être prises aujourd'hui, sous peine de les regretter demain :

- **La décision finale d'investissement sur les trois premières paires d'EPR2 fin 2026**, essentielle pour garantir à la France à long terme un socle minimal de production

pilotable bas carbone, et pour reconstituer la performance industrielle française sur la construction de nouvelles centrales. Une absence de décision sur ce programme pourrait avoir pour conséquence une perte durable de l'option de construction neuve pour la France et l'Europe.

- **La décision d'engager huit EPR2 supplémentaires.** Cette décision est indispensable pour garantir en France, et en Europe, la capacité de construire des réacteurs de manière compétitive. Elle est nécessaire pour donner à la filière une visibilité programmatique sur le temps long, sur la base d'une cadence industrielle d'au moins un nouveau réacteur EPR2 par an. Elle doit permettre à la filière de garantir sur le long terme le développement de ses compétences, et de lancer de nouveaux investissements industriels. Framatome étudie ainsi une nouvelle unité industrielle (projet Forge+) au Creusot. Il a aussi récemment annoncé des travaux d'extension et de modernisation sur ses usines de composants à Chalon Saint Marcel (Saône et Loire) et Jeumont (Nord), ainsi que la création à Romans sur Isère (Drôme) d'un centre de fabrication additive métallique.
- **La décision de prolonger les réacteurs du parc actuel au-delà de 50 ans, puis au-delà de 60 ans,** sous condition de l'accord de l'ASN. L'ASN prévoit de rendre une position sur la possibilité d'envisager la poursuite au-delà de 60 ans au plan générique fin 2026. L'examen devra ensuite être fait réacteur par réacteur.
- **La décision d'engager un programme de petits réacteurs innovants (SMR/AMR) :** l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE recense actuellement environ 120 concepts¹ en développement dans le monde. Le programme France 2030, lancé en 2022, a permis l'émergence en France d'un écosystème de plus d'une dizaine de projets de SMR/AMR, de tailles et maturités technologiques différentes. Plusieurs concepts visent la production de chaleur, de manière exclusive ou en cogénération. La Sfen a publié en mai 2025 une étude réalisée par E-Cube qui évalue les besoins de chaleur décarbonée techniquement adressables par des SMR/AMR à plus de 80 TWh par an aujourd'hui, et à plus de 100 TWh à l'horizon 2050, ce qui correspondrait à une capacité installée de l'ordre de 12,5 GWth. Ce niveau de demande soutiendrait le déploiement en série d'une flotte de SMR sur le territoire national à l'horizon 2050. Ces besoins se répartissent entre l'industrie (principal poste de demande), les réseaux de chaleur urbains, et de nouveaux usages émergents comme la production d'hydrogène bas carbone ou le captage et la valorisation du CO₂. Sur la partie électrique, l'étude E-Cube s'est concentrée, au-delà des estimations retenues pour l'étude RTE FE2050 de 2021, sur l'observation aux Etats-Unis de projets SMR/AMR pour alimenter des centres de données. La Sfen, dans ses positions sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie, a recommandé **l'engagement dès le début des années 2030 de deux projets de SMR à eau légère** (calogènes ou en cogénération) sur des sites complémentaires (l'un existant, l'autre nouveau), ainsi que le lancement de deux démonstrateurs de réacteurs avancés, possiblement avec des collaborations européennes et internationales, l'un fondé sur une technologie mature, l'autre à visée expérimentale. Elle propose de garder sur les SMR, la même hypothèse de capacité à 2050 que celle prise par RTE en 2021 (5 GW en 2050 et 6,5 GW en 2060). Ces réacteurs pourront apporter **une nouvelle flexibilité sur le système électrique liée à la possibilité, en cogénération, de faire basculer ces installations entre production de chaleur et d'électricité.**
- Sur les autres décisions nécessaires à l'écosystème du nucléaire. Pour rappel, plusieurs décisions doivent être prises dans les mois ou les années qui viennent,

¹ NEA : SMR dashboard Juillet 2025

comme le démarrage de la construction du centre de stockage géologique de Cigéo et les décisions concernant le projet «Aval du Futur» porté par Orano de renouvellement des usines de traitement-recyclage des combustibles usés. Le coût de ces projets, s'il a été évalué à date, est intégré dans les coûts de production du nucléaire passés et à venir, sous forme de provisions pour gestion des combustibles usés et des déchets. Le projet d'études de « fermeture du cycle du combustible » visant à atteindre une autonomie vis-à-vis de l'importation d'uranium naturel en matière de production nucléaire a également été relancé en 2026. Le projet lancé de 4 ans d'études vise à éclairer la prise de décision en 2030 de lancement d'une phase de démonstration d'ici à 2050 (études et réalisation). La phase de démonstration n'est pas actée à date.

- Sur la nécessité de rester « manœuvrant » :

Si le système électrique français doit enclencher un plan ambitieux d'électrification, le pays doit définir une stratégie qui lui permette aussi de rester manœuvrant, c'est-à-dire d'être en mesure de résister à des chocs externes et aussi d'adapter le déploiement des différentes technologies de production au rythme effectif, difficile à prévoir, d'électrification des usages. On a évoqué les limites liées aux incertitudes sur 2050, mais on constate aussi des incertitudes à plus court terme. Ainsi, la stagnation de la demande depuis le COVID, combinée à un solide niveau de production du parc nucléaire et au développement des énergies renouvelables au travers de soutiens publics, entraîne aujourd'hui des épisodes de surcapacité sur le marché français.

L'ajustement potentiellement nécessaire du rythme de déploiement des nouveaux moyens de production **doit être géré de manière différente en fonction des caractéristiques des différentes technologies**. Les filières qui ont une forte base industrielle française et qui sont structurées autour de projets complexes, comme le nouveau nucléaire, et dans une certaine mesure l'éolien offshore, **nécessitent une planification de long-terme, et doivent suivre un cadencement régulier** : les « stop and go » sont susceptibles d'entraîner à la fois d'importants surcoûts et des dégradations durables de compétences industrielles. Les nouvelles capacités de ces technologies doivent donc être conçues comme un « socle » à déployer de manière prioritaire et auquel doivent s'ajouter les nouvelles capacités des autres technologies.

On note que les perspectives d'exploitation des réacteurs actuels au-delà de 60 ans permettront d'offrir à la France une grande capacité de manœuvre. Elle aura alors la possibilité, au regard de la trajectoire de demande électrique, d'adapter le lissage de la fermeture des tranches en fonction des besoins.

1ere Recommandation : Eclairer la robustesse des choix d'aujourd'hui

La Sfen recommande d'effectuer de nombreux stress tests :

- **Sur les aléas climatiques dans les scénarios à fort pourcentage d'énergies renouvelables variables** : périodes longues de « dunkelflaute » au niveau européen (période sans vent sans soleil), comme celle de 2006 (au moins 4 jours consécutifs avec moins de 4% des capacités solaires et éoliennes disponibles), et périodes de grand froid, comme celle de février 2012. La Sfen a récemment montré dans une étude Aurora Energy Research² la valeur apportée par le nucléaire français dans le système électrique européen lors de ce type d'événements météorologiques extrêmes. Il

² Aurora Energy Research pour la Sfen: la valeur du nucléaire français dans le système électrique européen, simulation 2026, Mars 2026

conviendra d'être clair sur les moyens qui peuvent être mis en place pour passer ces périodes, et plus généralement l'hiver, qu'il s'agisse d'imports, de stockage, de moyens de pointe fossiles ou d'effacement de la demande. En particulier, l'utilisation d'hydrogène décarboné et stocké n'est pas impossible mais représenterait vu d'aujourd'hui un « pari sur l'avenir » qui ne nous paraît pas raisonnable dans le cadre de cette étude. **Un effort pédagogique nous semble nécessaire pour bien faire comprendre les horizons temporels des besoins et des solutions de flexibilité**, entre l'intra-day, l'hebdomadaire et le saisonnier, dans un pays tempéré comme la France.

- **Sur la capacité à stabiliser les réseaux RTE et ENEDIS** en toute circonstance et sur ses différents paramètres (fréquence, tension.), dans des scénarios comportant peu de machines tournantes synchrones. RTE doit expliciter de manière claire les limites de tels systèmes, et préciser les précautions qu'elle estime nécessaire, comme par exemple le socle minimal de nucléaire qu'elle souhaite garder sur le réseau à tout instant (principe de défense en profondeur). Il paraît important en particulier de tirer le retour d'expérience du black-out espagnol du 28 avril 2025.

La Sfen est favorable également à l'utilisation de **stress tests sur le parc nucléaire** consistant à abaisser temporairement sa disponibilité pour modéliser une « avarie générique ». Elle rappelle cependant que toutes les avaries génériques n'ont pas nécessairement conduit à la situation de 2022 des corrosions sous contraintes. Par exemple, l'avarie des couvercles de cuve a pu être davantage lissée, en accord avec l'Autorité de Sûreté de l'époque, pour permettre de s'adapter aux contraintes industrielles de fabrication des couvercles de remplacement. Par ailleurs, des hypothèses qui seraient trop extrêmes en termes de faiblesse de la probabilité d'occurrence n'ont pas vocation à déterminer le dimensionnement du parc de production.

Enfin, elle souhaite que **RTE approfondisse la question de la modulation des différents moyens de production**, en explicitant possiblement plusieurs hypothèses réglementaires, par exemple sur les obligations de modulation de la production d'installations renouvelables de périodes de prix négatifs, et leur impact sur les coûts de l'ensemble du système électrique.

2^{ème} Recommandation : Être vigilant sur les méthodologies de calcul des coûts

- **Sur le Coût moyen pondéré du capital (CMPC) et la fiscalité (question 37)**

Sur le plan économique, la Sfen recommande de **retenir une approche prudente et « vue de la collectivité », soit une approche socioéconomique**. En effet il s'agit ici d'éclairer des choix publics de politique énergétique au niveau de la puissance publique, qui considère avant tout le surplus et le risque agrégé pour la collectivité, et l'impact des investissements sur ce surplus et ce risque agrégé. Le concept pertinent est donc le taux d'actualisation socioéconomique. Il peut être délicat d'estimer le taux d'actualisation socioéconomique spécifique par actif du système électrique (ce qui nécessite d'estimer la covariance de leur valeur marginale avec les risques systémiques, par exemple macroéconomique), mais en tout état de cause il ne faut pas que ce taux dépende des mécanismes de transfert de risque. L'utilisation de « WACC » spécifiques à chaque filière renvoie à d'autres questions qui n'ont pas vocation à rentrer dans une approche socioéconomique : celles du financement des différents projets, qui dépendront des cadres et structures juridiques et capitalistiques de ces projets et des sociétés qui les porteront. **Une valeur uniforme entre les actifs pour estimer le taux d'actualisation socioéconomique est légitime.**

La valeur retenue pourrait être de 5% (et donc différente de la valeur de référence de 6% proposée par RTE), correspondant, selon la méthodologie proposée par France Stratégie³, aux estimations suivantes : taux sans risque de 2%, beta de 1, et prime de risque systémique de 3%.

De même la fiscalité doit être neutralisée au sein des différentes filières de production d'électricité, dans la mesure où elle constitue une redistribution de la valeur au sein de la nation et nullement un coût pour la collectivité.

- **Sur les possibles « pièges économiques » à éviter :**

Compte tenu de ce qui est rappelé plus haut sur les incertitudes à un tel horizon, il serait prudent de **ne pas retenir exclusivement le critère économique** dans la comparaison des différents scénarios, et d'être **vigilant sur les hypothèses utilisées et les résultats** obtenus. Sans être exhaustif, la Sfen alerte sur quelques exemples de « pièges économiques » classiques dans lesquels il faudrait éviter de tomber :

- **L'étude risque d'omettre la valeur économique résiduelle** des mix énergétiques à horizon 2050, en additionnant simplement leurs coûts jusqu'à l'année étudiée. Cette valeur résiduelle renvoie à l'âge des équipements et leur durée d'exploitation, ce qui est particulièrement important pour le nouveau nucléaire. Il s'agit aussi d'anticiper une évolution possible du mix post-2050, qui pourrait être différente d'une simple reconduction perpétuelle du mix 2050.
- **L'étude, par nature française, risque d'omettre certains effets européens.** Par exemple la valeur du parc nucléaire existant en France ne se limite pas au seul périmètre national. Elle produit des avantages de compétitivité (réduction des prix de gros) de décarbonation (réduction des émissions de CO₂) et contribue à la stabilité du réseau électrique sur l'ensemble des pays de la zone interconnectée, comme l'a démontrée la récente étude Aurora Energy Research⁴ commandée par la Sfen.
- Si RTE prévoit bien de calculer en coût complet, **il est nécessaire d'être très vigilant quand on compare des coûts de production d'une filière à l'autre, lesquels ne sont pas comparables** : la nature de la production industrielle est bien distincte, les services systèmes rendus sont différents (stabilisation de la fréquence du réseau grâce à l'inertie mécanique de leurs grandes turbines, réserve de puissance mobilisable en cas d'urgence, contribution à la régulation de la tension), et chacun porte des systèmes de provisions spécifiques.

- **Sur le nouveau nucléaire : coûts palier et coûts échoués**

- Le devis affiché par EDF pour l'EPR2 mériterait d'être ventilé pour cette étude **entre des coûts de développement du palier (estimés entre 7 et 12Md€)⁵ et les véritables coûts de construction par paire de tranches.** Ces derniers doivent prendre en compte les effets de série attendus et constatés dans l'histoire du nucléaire français. On notera que, si rien n'a été annoncé à ce stade pour les EPR2 suivants, les coûts palier correspondant devraient être minimes.

³ France Stratégie : Taux d'actualisation : un bêta sensible, mise à jour 18/12/2024

⁴ Valeur du nucléaire français dans le système électrique européen, Avril 2026, Aurora Energy Research pour la Sfen.

⁵ Commission européenne, ouverture de la consultation formelle consacrée au soutien financier de l'Etat pour le financement des six EPR2. 7 mai 2026

- **Les coûts échoués, c'est-à-dire les dépenses déjà engagées sur le programme EPR2 à fin 2026, sont sans pertinence**, en analyse économique rationnelle, pour la décision de privilégier une trajectoire plutôt qu'une autre, **laquelle doit se fonder uniquement sur les coûts et bénéfices à venir**. Par principe ces dépenses sont irrécupérables (coûts d'ingénierie, commandes de composants, travaux de Penly). Pour la seule année 2026, le Conseil d'administration d'EDF a alloué une enveloppe budgétaire de 2,7 Md€⁶ au programme.

- **Sur l'exploitation dans la durée du parc existant**

Même si des VD5 substantielles sont à prévoir, en particulier pour l'adaptation au changement climatique, **il convient de ne pas traiter les VD5 et VD6 comme des répétitions des VD4**. Ces dernières comportent une évolution en rupture du référentiel de sûreté pour se rapprocher des EPR, qui n'a pas vocation à être reproduite. Pour rappel : la trajectoire d'amortissement actuelle est évaluée à 11,7€/MWh par la CRE⁷ qui a précisé que les Capex Grand carénage sont amortis sur 10 ans pour les visites décennales et, pour les remplacements de générateurs et de gros composants, sur la durée de fonctionnement résiduelle de la tranche.

Recommandation 3 : Qualifier le contenu industriel national des différents mix de production étudiés

L'étude doit s'inscrire dans la lignée du « rapport Draghi »⁸ de septembre 2024 sur l'avenir de la compétitivité de l'Union européenne. Pour rappel, ce rapport dresse un constat préoccupant sur l'état de l'économie et de l'industrie de l'UE, face aux États-Unis et à la Chine. Il lance l'alerte, entre autres, sur les positions de la Chine sur les principales technologies propres. D'après le Clean Investment Monitor⁹, à fin 2025, la Chine dispose d'environ 92 % de la capacité mondiale de fabrication de cellules solaires, de 74 % de la capacité mondiale de fabrication de nacelles d'éoliennes (composants clés des turbines), et de 84% de la capacité manufacturière de batteries. Au-delà des questions de souveraineté industrielle, cette situation pose aujourd'hui des questions aussi sur la sécurité des infrastructures énergétiques : la Commission européenne a annoncé récemment¹⁰ la suspension de ses aides aux projets utilisant certains équipements, notamment des onduleurs chinois.

Même si cela sort du strict cadre de l'étude RTE, la dimension de l'apport de chaque filière en termes d'autonomie stratégique industrielle doit demeurer présente à chaque stade de l'analyse et de ses conclusions. Certaines filières industrielles du secteur de l'énergie, en particulier le nucléaire mais aussi probablement l'éolien offshore, constituent en effet aujourd'hui des atouts pour la France, et plus largement pour l'Europe et sa compétitivité. Elles sont avec l'aéronautique, la Défense et dans une moindre mesure l'automobile, des industries porteuses d'emplois hautement qualifiés et d'innovations, qui font quasiment figure d'exception dans un paysage industriel européen dévasté par la concurrence mondiale et la perte de compétitivité. Ces filières nécessitent, comme cela a pu être le cas dans la Défense où la France a réussi à rester dans la course au niveau mondial, une continuité d'activité et donc de commande, pour qu'elles puissent entretenir leurs compétences, continuer à se développer et innover dans une concurrence mondiale toujours plus difficile.

⁶ EDF 18/12/2025 EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72 ?8Md€

⁷ CRE Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028 Septembre 2025

⁸ The future of European competitiveness — Report by Mario Draghi (Commission européenne, 2024)

⁹ Tracking Global Clean Technology Investment. Mars 2026

¹⁰ France Info L'Union européenne veut bannir les onduleurs chinois de ses réseaux énergétiques 5 mai 2026

La filière nucléaire française est aujourd'hui complète et autonome, en ce sens qu'elle couvre l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la conception jusqu'à la réalisation, l'exploitation et le démantèlement des installations nucléaires, en passant par la chaîne du cycle du combustible. Elle regroupe 250 000 professionnels¹¹ à très haute qualification, avec 44% de cadres et ingénieurs. Elle compte 2200 entreprises réparties sur l'ensemble du territoire, dans des métiers très divers : ingénierie (300 entreprises), chaudronnerie, mécanique générale, contrôle non destructif, robinetterie, forge etc. Les entreprises de la filière nucléaire ont des actionnaires français pour 80% d'entre elles, et 7% des actionnaires d'autres pays européens. Elles exportent pour 8,3Md€ de biens et services (hors électricité) par an, sont aujourd'hui en bonne santé financière (scoring 6,25/10), et sont pour la plupart actives dans d'autres filières industrielles françaises.

La Sfen soutient bien sûr la **relocalisation des autres filières énergétiques. Elle demande que, si cette hypothèse est prise en compte, RTE développe une variante associée sur les coûts de production des filières concernées.**

¹¹ Gifen, cartographie 2026