

RAPPORT ENTREPRISE PUBLIQUE

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

LA MAINTENANCE DU PARC ELECTRONUCLEAIRE D'EDF EN FRANCE

Exercices 2014 et suivants

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la Cour des comptes, le 16 juillet 2025.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	7
RECOMMANDATIONS.....	11
INTRODUCTION.....	12
1 DES TRAVAUX DE MAINTENANCE ACCRUS POUR RENFORCER LA SURETE DU PARC EXISTANT ET EN PROLONGER L'EXPLOITATION	14
1.1 Une intensification des activités de maintenance ayant affecté la disponibilité du parc	14
1.1.1 Une croissance continue des activités de maintenance depuis 2014.....	15
1.1.2 Une importante perte de disponibilité du parc nucléaire entre 2015 et 2022	17
1.1.3 Des indicateurs de sûreté, radioprotection et environnementaux stables	19
1.2 Des facteurs convergents expliquent cette baisse de la disponibilité des réacteurs.....	21
1.2.1 Le vieillissement du parc et ses effets	21
1.2.1.1 Un âge moyen des réacteurs de 40 ans	21
1.2.1.2 Un fort impact sur le quatrième examen périodique en cours	22
1.2.2 Un rehaussement continu du niveau de sûreté	23
1.2.2.1 Des exigences de sûreté plus fortes en France que dans d'autres pays	23
1.2.2.2 Des modifications lourdes décidées suite à l'accident de Fukushima	25
1.2.2.3 Des améliorations substantielles apportées aux réacteurs existants	26
1.2.2.4 Une remise à plat de certaines règles en perspective ?	27
1.2.3 Des développements de projets d'investissement indépendants des exigences des réexamens périodiques	28
1.3 Des efforts à poursuivre sur le long terme	29
1.3.1 Un étalement aux conséquences durables des opérations lourdes associées aux quatrième réexamens périodiques	29
1.3.1.1 Une multiplication du coût des visites décennales	29
1.3.1.2 Un étalement dans le temps des opérations de révision requises.....	30
1.3.1.3 Une programmation chargée pour les années à venir	31
1.3.2 Des perspectives contrastées pour la période ultérieure.....	32
1.3.2.1 Un cinquième réexamen périodique s'annonçant moins lourd mais encore affecté d'incertitudes	32
1.3.2.2 Des projets récents d'augmentation de la puissance du parc alourdissant les programmes de maintenance	33

1.3.3 La préparation de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 60 ans	34
1.3.3.1 Une perspective s'inscrivant dans le projet du maintien d'un haut potentiel nucléaire	34
1.3.3.2 Des défis nouveaux à relever.....	35
2 UNE MAINTENANCE AUX PERFORMANCES OPERATIONNELLES CONTRASTEES.....	38
2.1 Des crises industrielles importantes, traitées avec efficacité	38
2.1.1 La corrosion sous contrainte : un défaut générique traité conformément à un haut niveau d'exigence de sûreté	38
2.1.1.1 Une anomalie rare, à un endroit inattendu, découverte de manière fortuite	38
2.1.1.2 Une réaction d'EDF rapide et, selon l'ASNR, proportionnée aux enjeux de sûreté	40
2.1.1.3 Un traitement de la crise en deux temps, à l'appui d'un procédé innovant	40
2.1.1.4 L'année 2024 marque la sortie de la période de crise.....	41
2.1.1.5 Une crise aux origines incertaines	42
2.1.1.6 Comme première conséquence, une chute drastique de la production en 2022	42
2.1.1.7 Comme deuxième conséquence, un coût global massif pour EDF dû aux pertes de production	43
2.1.2 La crise du Covid : un aléa sanitaire surmonté de manière efficace	44
2.1.2.1 Un bouleversement du calendrier des arrêts de tranche dans la durée	44
2.1.2.2 Une réaction adaptée et proportionnée aux enjeux de sûreté et de production.....	45
2.1.2.3 Une inflexion de la production en 2020 et 2021 aux effets financiers limités.....	46
2.1.3 Un excès de carbone dans l'acier : la mise en cause de certains équipements.....	46
2.1.3.1 Un défaut de fabrication qui met en cause l'un des principaux sous-traitants d'EDF	46
2.1.3.2 Un programme d'investigation qui révèle une étendue importante.....	47
2.1.3.3 Un plan d'action qui a permis de poursuivre une exploitation sûre des réacteurs	47
2.1.3.4 Des suites qui montrent la nécessité d'une vigilance constante	48
2.2 Des contraintes structurelles multiples, limitant la performance	49
2.2.1 Une maîtrise des arrêts de tranche qui demeure un défi permanent.....	49
2.2.1.1 Une maîtrise des arrêts au cœur de la performance du parc	49
2.2.1.2 Des difficultés persistantes dans la maîtrise des durées d'arrêts	50
2.2.2 Une addition de contraintes structurelles difficile à maîtriser.....	52
2.2.2.1 Un placement des arrêts de tranche à concilier avec l'équilibre complexe du système électrique,	52
2.2.2.2 Une tension accrue sur les ressources et les compétences,.....	54
2.2.2.3 Un risque de dépendance accrue à la sous-traitance selon l'exploitant et l'ASNR	56
2.2.2.4 Une maîtrise du volume d'activité à rechercher constamment.....	57
2.2.2.5 Un élargissement continu des exigences réglementaires et des référentiels de sûreté	57
2.2.2.6 Une qualité de la réalisation jugée encore insuffisante par l'ASN et l'IRSN.....	58
2.2.2.7 Des marges d'optimisation dans la disponibilité de la ressource matérielle.....	59
2.2.2.8 Les imprévus -, principal facteur de dépassement des durées d'arrêts	60
2.2.3 De multiples plans de remédiation internes, aux résultats encore insuffisants	61
2.2.3.1 Une recherche constante de la meilleure approche de maintenance.....	61
2.2.3.2 Des plans d'optimisation successifs, sans résultats jugés satisfaisants.....	62

2.2.3.3 Le lancement du programme stratégique START en 2019	63
3 UNE MOBILISATION INDUSTRIELLE ET MANAGERIALE AUX PREMIERS EFFETS PROBANTS	64
3.1 Une mise sous tension opérationnelle bien engagée, à soutenir dans la durée	64
3.1.1 Le lancement d'un nouveau plan d'amélioration des arrêts de tranche, en rupture avec les pratiques antérieures.....	64
3.1.1.1 Une nouvelle mobilisation opérationnelle nécessaire et réussie jusqu'ici	64
3.1.1.2 Un suivi opérationnel mené avec constance et engagement.....	66
3.1.2 Des résultats concrets à consolider.....	67
3.1.2.1 Une atteinte partielle des objectifs poursuivis.....	67
3.1.2.2 Un programme à pérenniser	69
3.2 Des relations avec les sous-traitants en cours de redéfinition	70
3.2.1 Une relation partenariale en construction.....	70
3.2.1.1 Un changement de doctrine achats centré sur la qualité.....	71
3.2.1.2 Une procédure de qualification des fournisseurs restructurée.....	73
3.2.1.3 La situation particulière des relations entre EDF et ses filiales.....	74
3.2.2 Un équilibre entre réinternalisation et sous-traitance qui n'est toujours pas trouvé	75
3.2.2.1 Des besoins en compétences massifs à moyen terme	75
3.2.2.2 Une stratégie et des objectifs de réinternalisation à préciser	76
3.2.3 Une prévention encore insuffisante des risques de contrefaçons, falsifications et fraudes.....	78
3.2.3.1 Une mise au jour d'irrégularités récurrente depuis 2015.....	78
3.2.3.2 Un renforcement tardif des dispositions prises par le groupe EDF	79
3.3 Des investissements à financer toujours très importants.....	80
3.3.1 Des dépenses de maintenance encore appelées à croître.....	80
3.3.1.1 Des dépenses de « Grand carénage » pérennes	80
3.3.1.2 Un suivi du programme de « Grand carénage » à renforcer.....	82
3.3.2 Une poursuite de l'exploitation du parc nucléaire jusqu'à 60 ans <i>a</i> <i>priori</i> profitable	83
3.3.2.1 Un cadre financier censé être plus favorable à l'avenir pour EDF	84
3.3.2.2 Une poursuite de l'exploitation du parc rentable pour EDF	85
3.3.2.3 Une prolongation de l'exploitation du parc existant avantageuse en termes économiques pour le système électrique français dans son ensemble.....	86
ANNEXES.....	89

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres thématiques¹ que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier, pour exercice de leur droit de réponse, aux ministres, directeurs d'administration centrale ou chefs de service intéressés (selon les cas) et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Leurs réponses sont présentées en annexe du rapport publié par la Cour.

**

Le présent rapport d'observations définitives est issu d'un contrôle conduit sur le fondement des articles L. 111-4 et L. 133-1 du code des juridictions financières. Il est rendu public en vertu des dispositions de l'article L. 143-6 du même code.

Le contrôle, portant sur la maintenance du parc électronucléaire d'EDF SA, a été conduit par la Deuxième chambre de la Cour des comptes.

Il a été réalisé à partir de l'analyse des documents et données produits par EDF SA, ainsi qu'à partir d'entretiens tenus avec les principales parties prenantes de la politique de maintenance, au sein d'EDF SA mais également parmi les administrations et autorités en charge de la tutelle du secteur et parmi les partenaires d'EDF SA.

Deux visites de centres nucléaires de production d'électricité, à Dampierre-en-Burly et Saint-Laurent-des-Eaux, ont également permis de compléter les observations des rapporteurs.

Enfin, quelques comparaisons internationales éclairent les observations du rapport. Elles proviennent essentiellement de documents propres à EDF SA ou de données ou documents publics, principalement de l'agence internationale pour l'énergie atomique.

**

Le projet de rapport d'observations définitives a été préparé, puis délibéré le 16 juillet 2025, par la Deuxième chambre, présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre et composée de MM. Guérault, conseiller-Maître, Allain président de section, Richard, conseiller-maître ainsi que, en tant que rapporteurs,

¹ La Cour comprend aussi une chambre contentieuse, dont les arrêts sont rendus publics.

Mme Bibaoui, conseillère référendaire en service extraordinaire, et MM. de La Guéronnière, conseiller maître, Démaret, conseiller référendaire et Giraud, conseiller référendaire en service extraordinaire, et, en tant que contre-rapporteur, M. Guérault, conseiller maître.

*
**

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

SYNTHÈSE

Au 1^{er} janvier 2025, le parc de réacteurs électronucléaires français est composé de 57 réacteurs, répartis sur 19 sites, exploités par Électricité de France (EDF) et classés par « palier » selon leur puissance exprimée en mégawatts électriques (MW). Ces réacteurs ont fourni en 2024 plus des deux tiers de la production d'électricité nationale.

Assurer leur bon fonctionnement suppose de très nombreuses opérations de maintenance, de nature préventive ou corrective, et nécessite régulièrement des investissements importants. Dans ce cadre, la politique de maintenance suivie par EDF vise à exploiter les installations en toute sûreté, à garantir la disponibilité des réacteurs ainsi qu'un niveau de production optimal, et à permettre une durée de fonctionnement du parc allant significativement au-delà des 40 ans initialement prévus.

Depuis les derniers travaux de la Cour sur ce thème, qui portaient sur la période 2006-2014, les objectifs assignés au nucléaire civil ont totalement changé. Alors que la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie envisageait la fermeture à moyen terme de douze réacteurs, en plus de ceux de Fessenheim, arrêtés en 2020, le projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2025-2035 prévoit désormais de « *poursuivre le fonctionnement des réacteurs électronucléaires après 50 ans puis 60 ans, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées* », en même temps qu'il propose de « *confirmer le lancement d'un programme industriel de trois paires de réacteurs EPR 2 par EDF* » .

Une augmentation continue des activités de maintenance depuis 2014, appelée à se poursuivre, sous l'effet conjugué du vieillissement des installations et des améliorations de sûreté

La croissance des activités de maintenance et des investissements sur le parc électronucléaire français d'EDF en exploitation, déjà analysée par la Cour lors de son précédent contrôle, s'est poursuivie de manière ininterrompue de 2014 à 2024.

Les dépenses annuelles afférentes atteignent désormais un niveau supérieur à 6 Md€ courants, soit une augmentation de 28 % sur la période. L'augmentation réelle du volume d'activités est cependant plus forte encore : lors du quatrième réexamen périodique des réacteurs (les exploitations d'installation nucléaire doivent procéder tous les dix ans à un réexamen de la sûreté de leurs installations, le quatrième réexamen correspond à une durée d'exploitation de 40 ans), actuellement en cours, les coûts des opérations ont été multipliés par un facteur allant de deux à six, selon les paliers, par rapport au réexamen précédent. La relative modération de l'évolution du total des dépenses s'explique par un étalement des opérations dans le temps, désormais séparées en plusieurs lots, dont une partie est encore à réaliser. Ce lissage, certes nécessaire pour éviter de solliciter au-delà du possible les ressources de l'opérateur et de la filière industrielle, a cependant abouti à une forte saturation des calendriers des visites des sites pour les dix années à venir.

Au-delà, le cinquième réexamen apparaît devoir être moins dense que celui qui est en cours mais comporte néanmoins des incertitudes et s'accompagne de projets d'accroissement

de l'efficacité du parc, par l'augmentation de la capacité des turbines des réacteurs, l'allongement du cycle du combustible, ou encore d'autres évolutions qui sont susceptibles de peser sur les programmes d'opérations. Surtout, la perspective d'une prolongation de l'exploitation des réacteurs au-delà de 60 ans laisse augurer des défis nouveaux. Des travaux conjoints entre EDF et l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) sont engagés pour anticiper les échéances futures, et leurs jalons sont jusqu'à présent respectés.

L'alourdissement des opérations de maintenance a trois causes puissantes et convergentes. La première est le vieillissement du parc, dont l'âge moyen a atteint quarante ans en 2025, alors que c'était la durée de vie initialement prévue de certains de ses composants essentiels. La deuxième est le rehaussement continu du niveau de sûreté exigé pour ces réacteurs, plus marqué en Europe et en particulier en France que dans les autres pays. La troisième, enfin, découle des projets industriels de rénovation indépendants des obligations imposées par les réexamens périodiques mis en place par l'exploitant.

Enfin, alors que les efforts financiers consentis par EDF à partir de 2007 pour remédier à une situation de sous-investissement avaient permis d'améliorer, après 2011, les performances du parc en termes de disponibilité, il n'en a pas été de même depuis 2014. L'importance de la durée des arrêts programmés pour maintenance et rechargement du combustible et la survenue de crises ont affecté la disponibilité du parc, limitée à 74 % en moyenne de 2014 à 2024, contre 80 % au cours des dix années précédentes.

Une capacité démontrée d'EDF à surmonter des crises qui contraste avec la persistance de difficultés structurelles

Depuis 2014, EDF a été confronté à une succession de crises aux origines diverses : mise en cause de la qualité de certains équipements après la découverte d'excès de concentration en carbone dans certains composants en 2016, survenue de la crise sanitaire du Covid-19 en 2020, défaut générique avec la découverte à partir de la fin 2021 d'un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) sur certaines tuyauteries de circuits auxiliaires connectés au circuit primaire pour de très nombreux réacteurs. La réaction de l'exploitant EDF est apparue rétrospectivement, à chaque fois, rapide, adaptée à la situation et proportionnée aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et, selon l'ASNR, à ceux relatifs à la sûreté.

Dans le cas particulier de la corrosion sous contrainte, découverte de manière fortuite et à un endroit inattendu, EDF est parvenu, dans des délais courts, à détecter puis caractériser le phénomène en laboratoire, à quantifier son étendue, puis assurer les réparations nécessaires. D'abord réalisées au cas par cas dès la découverte d'une anomalie, les opérations ont été ensuite accélérées grâce à l'emploi de nouveaux moyens de détection non destructifs, spécialement développés par l'exploitant. Elles ont été ensuite intégrées dans les calendriers de maintenance courante en 2023, ce qui permet de préserver le niveau de production. Ce défaut générique a toutefois provoqué une perte de production estimée à environ 90 TWh pour la seule année 2022, où le parc nucléaire n'a pu fournir que 279 TWh, le niveau le plus bas depuis 1988. Selon les hypothèses retenues, entre 2021 et 2024, la perte d'exploitation découlant de la corrosion sous contrainte a pu atteindre au moins 8 % du chiffre d'affaires total du groupe de ces quatre années. S'y ajoutent les coûts des travaux afférents, estimés à environ 1,3 Md€ entre 2022 et 2025.

Au-delà des crises qui ont affecté la disponibilité du parc nucléaire, EDF reste confronté à la persistance de contraintes structurelles posées par les activités de maintenance et

d'exploitation. La maîtrise de la durée des arrêts de tranches, période au cours de laquelle sont réalisées l'essentiel des activités de maintenance et de modernisation du parc, est au cœur de sa performance opérationnelle. Or, cette durée s'est sensiblement allongée, et les dépassements des durées prévisionnelles se sont accrus, signes d'une difficulté à maîtriser ces arrêts. De nombreuses contraintes structurelles ralentissent en effet leur bonne exécution, et les multiples plans et actions de remédiation engagés par EDF depuis 2014 n'ont pas permis d'obtenir les résultats escomptés, du moins jusqu'à l'élaboration du plan d'amélioration des arrêts « START 2025 », lancé en 2019.

EDF attribue la baisse de performance du parc à plusieurs déterminants structurels : le renforcement des exigences de sûreté qui entraîne un accroissement continu du volume de travaux, la perte de compétences techniques des équipes de maintenance et d'exploitation dans un contexte de renouvellement générationnel important, et la hausse du volume d'activités à réaliser pour prolonger l'exploitation du parc existant.

Un rétablissement durable subordonné à la poursuite des améliorations dans la gestion du parc et des relations avec les fournisseurs, et à un effort d'investissement significatif

Le programme START 2025 vise à remédier aux difficultés de maîtrise des arrêts de tranche en en faisant une priorité opérationnelle unique. Il constitue une rupture avec les plans de remédiation antérieurs, notamment parce qu'il laisse des marges de manœuvre accrues aux responsables des sites de production et met en valeur les métiers et les gestes techniques. Ses premiers résultats sont notables. Cependant, retardé dans sa mise en œuvre par les crises du Covid-19 et de la corrosion sous contrainte, nombre de ses actions sont encore en cours de déploiement et plusieurs de ses objectifs, y compris les plus importants, sont encore loin d'être atteints. Ce programme doit donc être poursuivi au-delà de 2025, son terme initial.

Dans le même temps, EDF a lancé une refonte des modes de relations avec ses fournisseurs, cruciale dans la mesure où les activités de maintenance sont principalement sous-traitées. Des actions visant à renforcer les ressources et compétences ont ainsi été engagées en coopération avec l'ensemble de la filière nucléaire.

Par ailleurs, EDF a initié, depuis 2020, un mouvement de réinternalisation de certaines activités et compétences qu'il juge stratégiques. Une clarification de celles dont la maîtrise est jugée critique serait néanmoins utile, de même qu'une mise en cohérence des initiatives engagées tant par les services centraux d'EDF que par les sites de production.

EDF a également mis en chantier une révision de sa politique d'achat, afin de mieux mettre l'accent sur la qualité d'exécution, et non sur les seuls aspects ou critères financiers. Cette démarche reste toutefois trop récente pour que tous ses effets puissent être mesurés. En outre, l'ensemble de ces réformes doit tenir compte des découvertes, récurrentes depuis 2015, de fraudes et de falsifications documentaires concernant la fourniture d'équipements et de composants. La révision tardive du dispositif de surveillance, renouvelée en 2024 à la suite de l'intervention de l'ASNR, et la lente mise en œuvre de mesures de prévention du contournement du système d'assurance-qualité d'EDF ne permettent pas de considérer que ce risque est totalement maîtrisé à ce jour.

Enfin, sur le plan financier, la seconde phase du « Grand carénage » prévoit un total de 33 Md€₂₀₂₂ de dépenses d'investissement pour le parc en exploitation entre 2022 et 2028, et autant entre 2029 et 2035 (34,3 Md€₂₀₂₂ ont été réalisés de 2014 à 2021). De 2014 à 2035, le programme de « Grand carénage » représenterait ainsi un total de 100,8 Md€₂₀₂₂, et même 131,9 Md€₂₀₂₂ en intégrant les charges d'exploitation de maintenance complémentaires.

Compte tenu de l'importance de ce programme industriel, son suivi financier doit être amélioré. La situation actuelle ne permet pas en effet de s'assurer de la maîtrise des coûts et délais des principaux projets qui le composent. En tout état de cause, la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire jusqu'à 50 ans, puis 60 ans, devrait s'avérer rentable pour EDF, avec des taux de rendement interne élevés, sous réserve que les prévisions de production soient effectivement atteintes et que les prix de vente de l'électricité ne soient pas dégradés. Le coût de prolongation actualisé du parc existant, de 40 à 60 ans, estimé à 51 €₂₀₂₃ par MWh, apparaît par ailleurs très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités de production. À condition que la disponibilité effective du parc nucléaire s'établisse au niveau attendu, la prolongation du parc apparaît donc, en termes économiques, une option avantageuse pour le système de production électrique français.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1. (EDF, ASNR, 2027) : d'ici 2027, mettre au point les principes de la refonte générale du référentiel d'exploitation et mener à bien le chantier de simplification des règles générales d'exploitation des installations nucléaires.

Recommandation n° 2. (EDF, ASNR, 2026) : examiner conjointement les cas où l'amélioration des techniques de détection permettant de rendre visibles des imperfections préexistantes rend opportun l'adaptation de la réglementation et/ou des règles de sûreté de l'exploitant et, le cas échéant, y procéder.

Recommandation n° 3. (EDF, 2026) : définir une suite effective au plan d'amélioration des arrêts de tranches « START 2025 ».

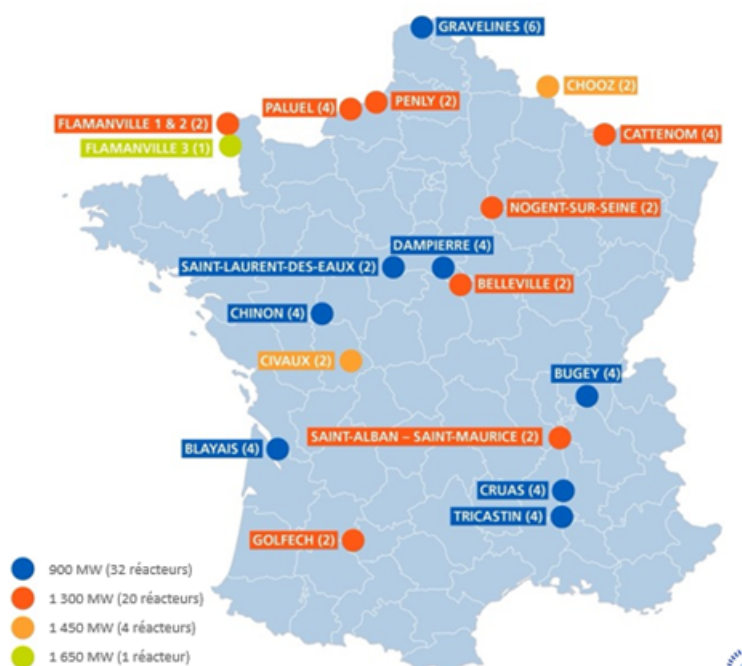
Recommandation n° 4. (EDF, 2026) : déterminer les activités et compétences critiques qui nécessitent d'être réinternalisées.

Recommandation n° 5. (EDF, APE, DGEC, 2026) : décliner de manière plus précise le suivi financier du programme de « Grand carénage » au niveau des projets déployés, afin d'assurer un meilleur contrôle de leurs délais et coûts.

INTRODUCTION

Au 1^{er} janvier 2025, le parc de réacteurs électronucléaires français est composé de 57 réacteurs, répartis sur 19 sites, exploités par Électricité de France (EDF) et classés par « palier » selon leur puissance exprimée en mégawatts électriques (MW).

Carte n° 1 : les 57 réacteurs du parc électronucléaire français en exploitation au 1^{er} janvier 2025



Note : entre parenthèse, figure pour chaque site le nombre de réacteurs

Source : EDF, document de présentation du programme Grand carénage d'août 2024

Ces réacteurs ont fourni 67,4 % de la production d'électricité nationale en 2024. Pour assurer leur bon fonctionnement, leur entretien implique de très nombreuses opérations de maintenance, synonymes de planification, de travaux et d'investissements lourds.

À cet effet, la politique de maintenance des centrales d'EDF vise à exploiter les installations en toute sûreté dans le respect des intérêts protégés mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement (à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement), conformément à l'article L. 593-4 du même code, garantir la disponibilité des réacteurs et la capacité de production du groupe, et permettre une durée de fonctionnement du parc en exploitation « *allant significativement* » au-delà de 40 ans². Cette durée était celle initialement envisagée pour l'exploitation de la cuve des réacteurs, dont les

² EDF, Document d'orientations stratégiques définissant les ambitions de la division de la production nucléaire (DPN) en termes de maintenance et de fiabilité, note interne, décembre 2017.

études et l'expérience démontrent désormais qu'elle peut être prolongée sous certaines conditions.

En 2016, la Cour avait analysé pour la première fois les activités de maintenance et les investissements du parc en exploitation du groupe EDF pour la période 2006-2014 dans un chapitre publié au rapport public annuel³. Elle relevait alors que « *L'entreprise [avait] pu enrayer, au prix d'un effort d'investissement accentué après 2007, la dégradation des indicateurs de performance du parc, due pour l'essentiel à un sous-investissement dans les années 2000 et à des faiblesses dans l'organisation des arrêts de tranche* ». La Cour appelait toutefois à une révision du programme de maintenance d'EDF, regroupé en 2014 au sein d'un programme industriel dit de « Grand carénage », au regard des perspectives rapides de fermetures des réacteurs induites par les dispositions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015. Celle-ci comportait en particulier un objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025.

Or, depuis ces travaux, le contexte a profondément changé. Le président de la République a appelé à une relance du nucléaire civil français dans un discours tenu à Belfort le 10 février 2022. La loi du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires a abrogé les dispositions susmentionnées de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2025-2035 (PPE III) prévoit de « *poursuivre le fonctionnement des réacteurs électronucléaires après 50 ans puis 60 ans, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées* », en même temps qu'il propose de « *confirmer le lancement d'un programme industriel de trois paires de réacteurs EPR 2 par EDF* »⁴.

Plusieurs crises récentes ont en outre rappelé l'importance de la disponibilité du parc électronucléaire existant pour le respect des objectifs climatiques et la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, remettant au premier plan les préoccupations relatives à sa performance opérationnelle, au point d'en faire un objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie à venir (« *augmenter la puissance disponible des réacteurs existants et retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle* »). Car, de 2015 à 2022, la production électrique du parc nucléaire français s'est nettement infléchie, affectant par la même occasion les résultats financiers du groupe EDF.

La Cour a donc engagé le réexamen des activités de maintenance du parc en exploitation d'EDF au regard des enjeux que constituent, d'une part, sa disponibilité et, d'autre part, sa perspective de prolongation jusqu'à 60 ans et au-delà. Ce faisant, son analyse a porté sur les activités de maintenance entendues au sens large, incluant l'ensemble des investissements sur le parc existant, sur la période allant de 2014 à 2024 et sur leurs perspectives ultérieures.

L'augmentation des activités de maintenance et ses facteurs déterminants sont examinés en premier lieu (I). Puis, la performance opérationnelle de l'exploitant pour ces activités est abordée (II). Enfin, sont examinées les conditions opérationnelles, industrielles et financières nécessaires à l'avenir pour atteindre les objectifs poursuivis par les opérations de maintenance en termes de sûreté, de disponibilité et de poursuite de l'exploitation du parc (III)

³ Cour des comptes, *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, rapport public annuel 2016.

⁴ Ministère de l'énergie, *Projet de PPE n° 3 soumis à la concertation*, novembre 2024.

1 DES TRAVAUX DE MAINTENANCE ACCRUS POUR RENFORCER LA SURETE DU PARC EXISTANT ET EN PROLONGER L'EXPLOITATION

L'analyse de l'évolution des activités de maintenance entre 2014 et 2024 met en évidence une hausse sensible de celles-ci, grevant la disponibilité du parc en exploitation (1.1). Cette augmentation s'explique par le vieillissement du parc et par les améliorations apportées dans le cadre du programme de « Grand carénage » (1.2). Elle est d'autant plus appelée à se poursuivre que la prolongation de l'exploitation du parc existant jusqu'à 60 ans et au-delà se dessine (1.3).

La notion de maintenance

La maintenance peut se définir comme « *l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou le rétablir dans un état dans lequel il peut remplir une fonction requise* »⁵.

Elle peut être de nature préventive, afin de réduire la probabilité que survienne une défaillance d'équipement, et conduite de manière systématique (intervention quel que soit l'état des matériels et selon un calendrier préétabli) ou conditionnelle (en fonction de tests sur les matériels et systèmes). Elle peut également être de nature curative, à l'occasion de la survenue d'une défaillance d'équipement, et conduite de manière palliative (remise en état provisoire) ou corrective (remise en état définitive).

EDF distingue aussi la maintenance courante et périodique de la maintenance exceptionnelle, qui recouvre des opérations préventives se démarquant en raison, par exemple, de l'investissement financier important qu'elles supposent, de leur relative rareté ou de leur fort impact sur les durées d'arrêt nécessaires pour les exécuter.

L'exploitation des réacteurs nucléaires conduit à réaliser une grande partie des opérations de maintenance durant les arrêts de tranche⁶, nécessaires pour procéder au rechargement du combustible nucléaire. Des définitions de la maintenance sont présentées à l'annexe n° 2.

1.1 Une intensification des activités de maintenance ayant affecté la disponibilité du parc

La croissance des activités de maintenance, observée par la Cour lors de son précédent contrôle, s'est poursuivie de 2014 à 2024 (1.1.1). Cette hausse s'est accompagnée d'une nette dégradation de la disponibilité du parc de réacteurs (1.1.2). Au regard des indicateurs disponibles, l'exploitation du parc nucléaire s'est en revanche poursuivie dans des conditions

⁵ Définition retenue par la norme NF EN 13306 - X 60-319 de 2018.

⁶ Une « tranche » est une unité de production d'électricité, qui comprend le réacteur et l'ensemble des équipements nécessaires à son fonctionnement.

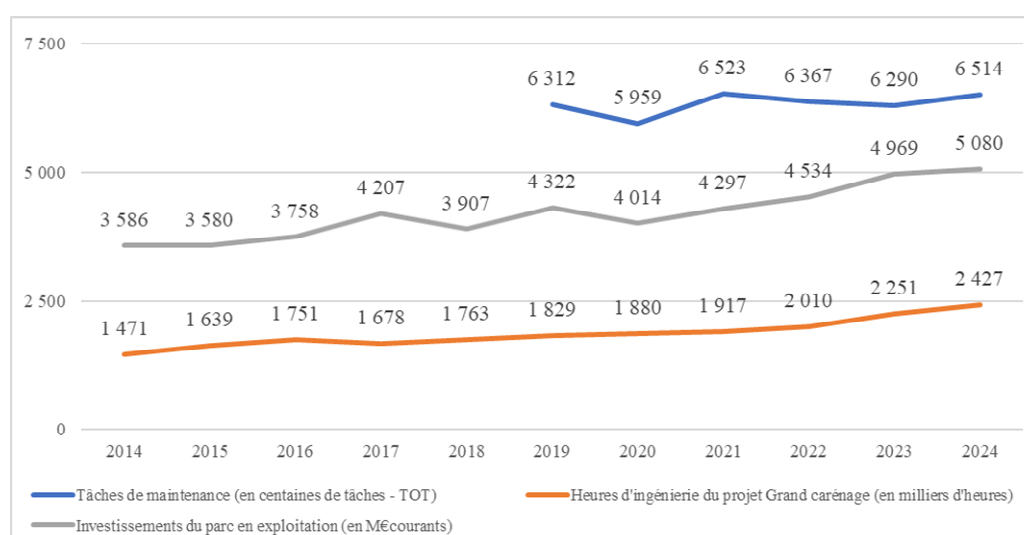
de sûreté, de radioprotection et de protection de l'environnement que les importantes opérations de maintenance n'ont pas perturbées (1.1.3).

1.1.1 Une croissance continue des activités de maintenance depuis 2014

En 2016, lors de ses précédents travaux, la Cour avait relevé que le niveau des investissements de maintenance avait « *considérablement augmenté [entre 2007 et 2014] ce qui [avait] permis de redresser les indicateurs de performance* ». Depuis cette date, l'intensité de l'action d'EDF dans ce domaine n'a pas fléchi, bien au contraire.

Le volume des activités de maintenance a ainsi continué à croître, comme l'attestent trois indicateurs représentatifs : l'évolution du nombre de tâches réalisées⁷, les heures d'études d'ingénierie relatives à l'îlot nucléaire⁸, et les dépenses d'investissement consacrées au parc en exploitation ; celles-ci atteignant un montant de 5,1 Md€ à fin 2024⁹.

Graphique n° 1 : évolution des activités de maintenance de 2014 à 2024



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

Les efforts financiers consentis par EDF au cours de la période sont particulièrement notables. Les dépenses d'investissement du parc en exploitation regroupées dans le programme de « Grand carénage » ont représenté 25 % des investissements opérationnels bruts du groupe EDF durant la période, et en constituent le premier poste. En incluant les charges d'exploitation non immobilisées (achats de maintenance et masse salariale), les dépenses de maintenance du parc nucléaire existant, ont atteint un montant de 6,4 Md€ en 2024, dont 5,1 Md€ au titre des

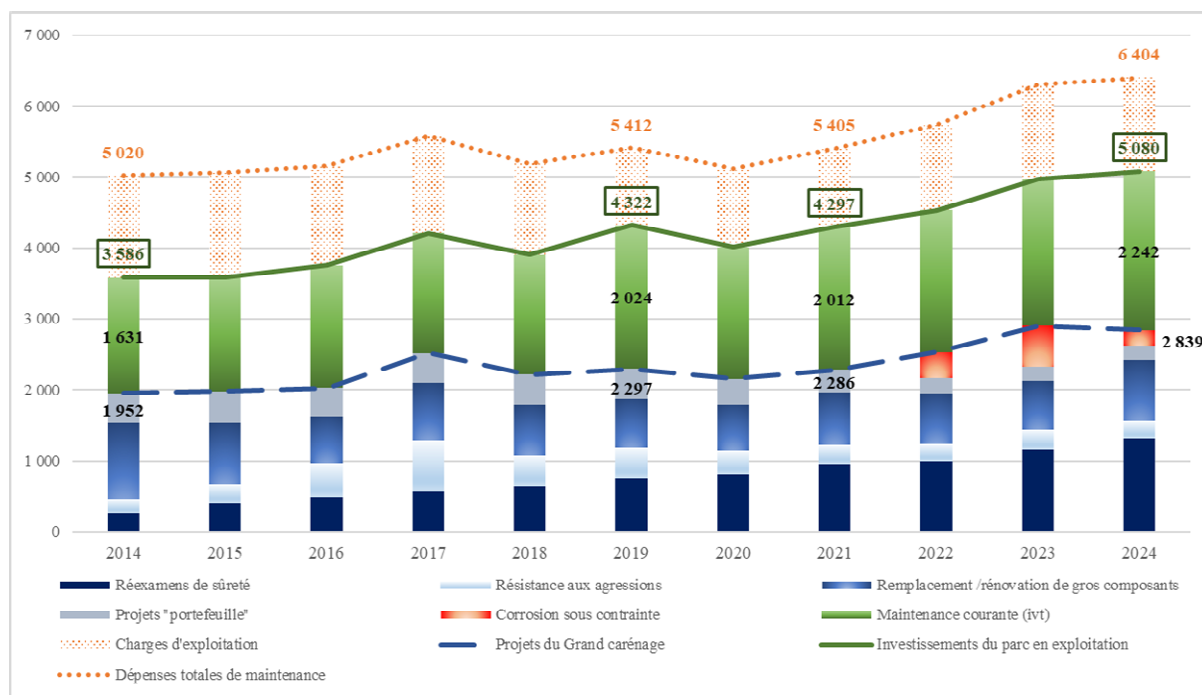
⁷ Mesurées par les tâches de planning, à savoir les tâches d'ordre de travail (TOT). Une TOT est une activité planifiée correspondant à l'association d'une équipe et d'une autorisation de travail (« régime »).

⁸ Ces études sont réalisées par la division de l'ingénierie du parc et de l'environnement (DIPDE).

⁹ Ces dépenses d'investissement comprennent ici également les dépenses d'exploitation immobilisées, notamment la masse salariale d'EDF SA ou les prestations de services commandées.

investissements proprement dits, retracés dans le graphique n°1 ci-dessus. Le graphique n° 2 ci-dessous rend compte pour sa part de la composition de ces dépenses selon leur nature.

Graphique n° 2 : évolution des dépenses de maintenance du parc nucléaire en exploitation de 2014 à 2024 (en millions d'euros courants)



Note de lecture : les charges d'exploitation comprennent les achats de maintenance et la masse salariale de maintenance de la direction de la production nucléaire non immobilisée. Il s'agit d'estimations fournies par EDF. Les projets « portefeuille » correspondent à divers projets autres d'EDF pour améliorer le fonctionnement de son parc.

Source : Cour des comptes, d'après les données fournies par EDF

Hors inflation (en euros constants), les dépenses de maintenance ont augmenté de 5,2 % entre 2014 et 2024.

Mobilisant 5 Md€ d'investissements en 2024, soit 90,7 M€ par réacteur, le coût de maintenance s'avère nettement supérieur à celui de la maintenance récurrente qui avait été estimé à 50 M€ par an et par réacteur par EDF en 2015 et aux éléments de coûts -certes non comparable- dont font état quelques opérateurs étrangers¹⁰. Pour autant, le volume global des dépenses d'investissements du « Grand carénage » entre 2014 et 2024 (42,8 Md€₂₀₁₃) s'inscrit en deçà des 55 Md€₂₀₁₃ autorisés par le conseil d'administration en 2015. L'avancement

¹⁰ En 2015, le niveau de la maintenance récurrente (hors pic du « Grand carénage ») était estimé par le groupe EDF à environ 50 M€ par tranche. À titre d'exemples, en 2024, *Constellation Energy*, exploitant américain de 25 réacteurs, prévoyait 1,45 Md\$ d'investissement pour toutes ses unités incluant également des capacités renouvelables et des centrales thermiques, soit au plus 62,7 M€ par tranche nucléaire (1\$ = 0,9243 €). Vattenfall a consacré en 2024, quant à lui, 1,6 Md de couronnes suédoises à cinq réacteurs en activité, soit environ 28 M€ par tranche nucléaire (1 SEK = 0,0874 €).

opérationnel du programme, estimé à environ 31 % de ce que projette la programmation 2022-2028, est cohérent avec l'avancement financier constaté¹¹.

1.1.2 Une importante perte de disponibilité du parc nucléaire entre 2015 et 2022

La production annuelle moyenne du parc nucléaire n'a atteint que 361 TWh au cours de la période 2015-2024, en nette baisse par rapport à la période 2005-2014, où elle avait été de près de 414 TWh. L'analyse de l'évolution de la production nucléaire et du faible facteur de charge¹² observé, 66 % sur la décennie 2015-2024, nécessite de dissocier la disponibilité du parc nucléaire de son utilisation effective.

Diverses causes techniques conduisent nécessairement à rendre un ou plusieurs réacteurs indisponibles, les empêchant d'atteindre leur capacité annuelle maximale théorique de production : arrêts programmés pour rechargement de combustible, maintenance et travaux, arrêts fortuits pour avaries ou impératifs de sûreté, réalisation d'essais réglementaires. La politique de maintenance d'EDF cherche à limiter au maximum ces indisponibilités. Leur prise en compte fait ressortir un taux de disponibilité moyen du parc sur une période de temps donnée, à savoir 74 % de 2014 à 2024.

Ensuite, bien que disponible, un réacteur peut ne pas être utilisé à pleine capacité en raison de l'optimisation économique opérée par EDF pour tenir compte des prévisions de consommation (économie combustible) ou en raison de prix de l'électricité trop bas pour justifier qu'il soit exploité ; en raison de la fourniture des « services système fréquence » pour le réseau électrique, ou encore en raison de contraintes environnementales (par exemple les seuils de rejets thermiques dans les cours d'eau durant les périodes de forte chaleur), réglementaires ou sociales. C'est pourquoi le facteur de charge des réacteurs est inférieur à leur taux de disponibilité.

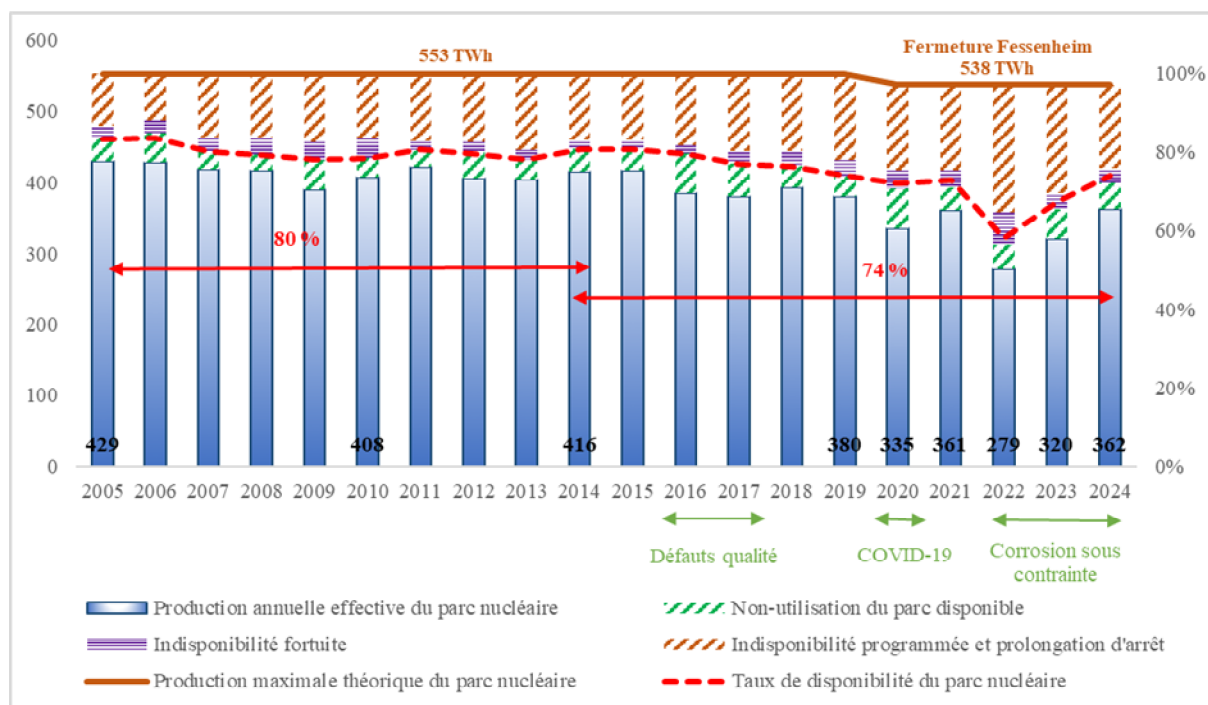
C'est également la raison pour laquelle EDF est davantage comptable du taux de disponibilité de ses réacteurs que de leur facteur de charge.

Le détail de l'évolution de la production nucléaire depuis 2005, comparée à la capacité maximale théorique, est retracé ci-après (des compléments se trouvent à l'annexe n° 3).

¹¹ Constat également formulé par la Commission de régulation de l'énergie en 2023 dans son rapport sur le coût de production du parc nucléaire existant d'EDF.

¹² Ce facteur de charge se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, à savoir un fonctionnement à pleine puissance toute l'année. Cf. les définitions fournies dans les documents universels d'enregistrement d'EDF (par exemple page 26 dans le document de 2023).

Graphique n° 3 : évolution de la production nucléaire, du taux d'indisponibilité du parc et des pertes de production de 2005 à 2024 (en TWh)



Note de lecture : le coefficient moyen de disponibilité du parc s'établit en moyenne à 74 % de 2014 à 2024.

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

À partir de 2015, la disponibilité du parc nucléaire se réduit. De 2015 à 2019, Cette baisse est le fait d'une forte hausse des indisponibilités programmées, correspondant à l'allongement de la durée des arrêts prévus pour maintenance et travaux et pour rechargement du combustible, traduisant la hausse des activités de maintenance. Cette période est également affectée par la découverte de défauts sur certains équipements. Puis, à partir de 2020, la survenue de la crise sanitaire et surtout la découverte d'un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) fin 2021 s'ajoutent à la tendance à la hausse des activités de maintenance et provoquent une chute importante de la disponibilité. Depuis 2022, un redressement s'opère sans atteindre, à ce jour, les niveaux observés avant 2019.

Cette situation s'est traduite par une perte de disponibilité durant l'hiver, période charnière pour l'équilibre du système électrique français, avec une chute du taux de disponibilité du parc, de plus de 90 % en moyenne entre 2005 et 2019 à 78 % en moyenne entre 2019 et 2024. Si les différents réacteurs du parc affichent une disponibilité relativement homogène au cours de la dernière décennie, une dizaine de tranches se distinguent par des situations plus dégradées avec un coefficient de disponibilité inférieur à 70 %, voire proche de 50 % pour deux d'entre eux.

Le taux d'indisponibilités fortuites (avaries ou impératifs de sûreté) excède pour sa part 4 % presque chaque année depuis 2019, certes dans un contexte de crises, mais il avait été fortement réduit entre 2011 et 2016 à la suite des efforts de maintenance consentis par EDF.

Si la comparaison brute de la disponibilité des parcs nucléaires dans le monde n'est pas nécessairement pertinente en raison de la diversité des modèles de réacteurs en fonctionnement et des contextes différents dans lesquels ils sont exploités, notamment réglementaires, la perte

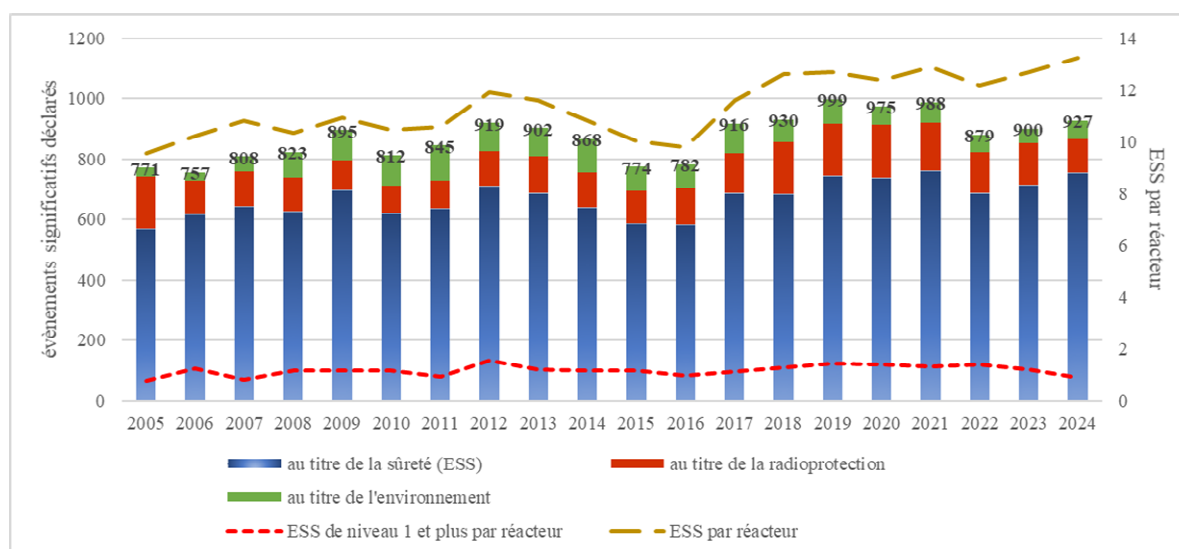
de disponibilité constatée depuis 2015 éloigne toutefois EDF des meilleures performances observées à l'international (cf. annexe n° 3).

1.1.3 Des indicateurs de sûreté, radioprotection et environnementaux stables

En dépit de la croissance des activités de maintenance et des investissements sur les tranches nucléaires, les indicateurs de sûreté, de radioprotection et environnementaux sont, globalement, demeurés stables durant la période observée.

Les « événements significatifs » qui surviennent dans les centrales nucléaires, déclarés par EDF à l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR)¹³, augmentent de manière régulière depuis 2005¹⁴, notamment sous l'influence de ceux relatifs à la sûreté, dont environ 700 surviennent désormais chaque année. La plupart d'entre eux sont toutefois des écarts (niveau 0 sur l'échelle INES¹⁵) ou des anomalies (niveau 1) du point de vue de la sûreté.

Graphique n° 4 : événements significatifs déclarés par EDF à l'ASNR de 2005 à 2024



Source : Cour des comptes d'après les rapports annuels de l'autorité de sûreté nucléaire

Parmi ces événements significatifs, les « incidents » (niveau 2), qui impliquent une défaillance importante d'un dispositif de sûreté, de radioprotection ou dans le domaine de l'environnement, sont rares (un par an en moyenne), même si leur fréquence s'est accrue (six

¹³ Depuis le 1^{er} janvier 2025, l'ASNR a repris les activités de l'autorité de sûreté nucléaire (ASN) et les activités civiles de l'institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). L'ASN était auparavant l'autorité administrative indépendante assurant les missions de contrôle de la sûreté nucléaire civile et de la radioprotection, l'IRSN étant chargé de lui apporter un appui technique, en assurant les missions d'expertise, de recherche et de formation.

¹⁴ Les événements significatifs sont déclarés à l'ASNR, qui les classe sur l'échelle internationale de gravité des événements nucléaires, l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*), selon huit niveaux de 0 à 7.

¹⁵ <https://www.irsn.fr/savoir-comprendre/surete/criteres-classement>

incidents survenus de 2005 à 2014 pour douze incidents survenus entre 2015 et 2023) et si certains, génériques, peuvent concerner plusieurs réacteurs. Aucun incident grave ou accident, événement de gravité supérieure, n'a été observé durant la période sous revue.

Toutefois, le nombre d'événements, lié à leur déclaration par les exploitants, n'est pas en soi un indicateur de performance en matière de sûreté, comme l'Autorité de sûreté l'a indiqué à la Cour, précisant que son objectif est en réalité de « *promouvoir une analyse fine du retour d'expérience* » sur ces événements. L'institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) s'est penché sur ces retours d'expérience de manière régulière. Son dernier avis, portant sur la période 2022-2023, souligne ainsi plusieurs difficultés rencontrées. Il regrette en matière de sûreté « *un nombre toujours élevé d'événements associés à un manque de rigueur dans l'exploitation ou dans la réalisation de la maintenance* »¹⁶. Il constate qu'en matière de radioprotection, « *les résultats restent dans la continuité des années précédentes, l'objectif fixé par EDF en 2020 d'une réappropriation des fondamentaux de la radioprotection par l'ensemble des acteurs restant pleinement d'actualité.* » Enfin, en termes d'impact environnemental, la maîtrise des émissions d'hexafluorure de soufre, un gaz à effet de serre, et de fluides frigorigènes par les réacteurs du palier 1 300 MW, et les pollutions aux hydrocarbures sont pointées du doigt de manière récurrente. L'IRSN rappelle néanmoins dans ses derniers bilans radiologiques de la France « *la constance globale des rejets [radioactifs] de ces installations* », ceux-ci se situant « *plus de mille fois en dessous de la limite réglementaire* »¹⁷.

Les rapports annuels, tant de l'inspecteur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection interne d'EDF (IGSNR), que de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, confirment que des améliorations restent attendues, en dépit des améliorations observées depuis 2005 de la sûreté, au vu de la réduction des arrêts automatiques de réacteurs, de la sécurité des travailleurs, au vu de la baisse des accidents du travail, et de la radioprotection, au vu de la baisse de l'exposition collective et individuelle aux radiations des personnels¹⁸.

L'IGSNR d'EDF insiste ainsi dans ses derniers rapports sur les facteurs organisationnels et humains qu'il estime insuffisamment pris en considération : « *Malgré des plans de redressement, des problèmes de culture de sécurité et de radioprotection persistent* »¹⁹.

L'Autorité de sûreté indique quant à elle que « *les modifications des installations et des modalités d'exploitation mises en œuvre par EDF dans le cadre des réexamens périodiques des réacteurs conduisent à des améliorations significatives de la sûreté des installations et permettent de les rapprocher des réacteurs de troisième génération* »²⁰. Elle relève également que « *l'organisation des centrales nucléaires pour mener à bien les opérations de maintenance lourde a été à nouveau assez satisfaisante en 2023* ». Mais elle souligne aussi des points de fragilité pour les activités de maintenance, ainsi qu'elle l'a précisé à la Cour au regard des inspections réalisées en 2024 : préparation des activités de maintenance, qualité des analyses

¹⁶ IRSN, avis n° 2024-00137 du 27 septembre 2024.

¹⁷ IRSN, *Bilan de l'état radiologique de l'environnement français de 2021 à 2023*, 2024 (p. 61). La dose admissible limite d'une exposition artificielle pour la population, hors exposition médicale, est établie à 1 mSv/an dans le code de la santé publique (art. R. 1333-11).

¹⁸ L'exposition des personnes est mesurée par la quantité de radiations absorbées par leur organisme (dosimétrie), exprimée en millisievert (mSv). La dose moyenne de rayonnement naturel reçue par un individu en France est d'environ 2,4 mSv par an. La limite de dose efficace pour les travailleurs du nucléaire est fixée en France à 20 mSv par an, conformément à la directive européenne n° 2013/59/EURATOM du 5 décembre 2013.

¹⁹ IGSNR d'EDF SA, *Rapport annuel 2023*, 2024.

²⁰ Autorité de sûreté nucléaire, *Rapport annuel 2023*, 2024.

de risques, surveillance des activités confiées à des prestataires, gestion des pièces de rechange. Surtout, l'ASNR relève que « *la charge industrielle conséquente de certains sites est un frein à la mise en place [des évolutions de la politique de maintenance engagées par EDF] et les met parfois en difficulté* ».

1.2 Des facteurs convergents expliquent cette baisse de la disponibilité des réacteurs

Le haut niveau des opérations de maintenance, qui a été accompagné par une dégradation de la performance globale du parc nucléaire, trouve son origine dans plusieurs facteurs convergents : vieillissement des réacteurs, qui entraîne la nécessité de renforcer de façon significative les exigences attachées à leurs visites décennales (1.2.1), rehaussement continu du niveau de sûreté requis, qui sont la source de modifications lourdes à apporter aux équipements des centrales (1.2.2), mais aussi développement, par l'opérateur lui-même, de projets industriels (1.2.3).

1.2.1 Le vieillissement du parc et ses effets

1.2.1.1 Un âge moyen des réacteurs de 40 ans

Les centrales nucléaires françaises ont été pour la plupart construites et mises en service au cours d'une période assez courte, une vingtaine d'années, à la suite de décisions qui ont été prises au lendemain des chocs pétroliers des années soixante-dix. En termes de puissance installée, l'essentiel des capacités a été raccordé au réseau entre 1979 et 1994.

Une autre caractéristique du parc français est sa répartition en un petit nombre de types de réacteurs de conceptions et de caractéristiques analogues, appelés « paliers », ce qui permet de regrouper une grande partie des opérations de réexamen de leur fonctionnement et confère donc une importance particulière à chacun de ces paliers. Ces opérations de réexamen reposent en effet sur une planification et des opérations en large partie communes, même si elles sont complétées par un examen particulier de la situation de chaque réacteur. En excluant le réacteur de nouvelle génération EPR de Flamanville 3, tout nouvellement entré en service, on compte trois paliers principaux. Tout d'abord, les réacteurs de 900 MW, au nombre de 32, entrés en production entre 1978 et 1988, puis 20 tranches de 1 300 MW, entre 1985 et 1994, enfin quatre de 1 450 MW, dont le dernier a été mis en service en décembre 1999.

Les centrales existantes ont donc commencé à atteindre les quarante ans d'âge à la fin des années 2010, la plupart d'entre elles devant être dans cette situation avant le milieu des années 2030. En moyenne, elles ont d'ailleurs atteint cette durée d'exploitation en 2025.

Tableau n° 1 : âge moyen des réacteurs nucléaires par palier en 2025, hors Flamanville 3

<i>Palier</i>	<i>Nombre de réacteurs</i>	<i>Âge moyen à la fin 2025</i>
<i>900 MW</i>	32	43
<i>1300 MW</i>	20	37
<i>1450 MW</i>	4	25
<i>Total</i>	56	40

Source : calcul Cour des comptes à partir des données EDF

1.2.1.2 Un fort impact sur le quatrième examen périodique en cours

Or, certains éléments des réacteurs, dont la cuve, avaient initialement été précisément conçus pour une durée de quarante ans²¹, ce qui implique, comme l'a plusieurs fois indiqué l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans sa responsabilité de supervision des réexamens périodiques des installations, que des exigences particulières sont attachées au réexamen de leur conformité aux règles de sûreté.

Les règles applicables aux réexamens périodiques des installations nucléaires

Le code de l'environnement, dans ses articles L. 593-18 et L. 593-19, dispose que l'exploitant d'une installation nucléaire procède périodiquement au réexamen de son installation. Ces diligences doivent avoir lieu tous les dix ans. C'est pourquoi on utilise le terme de « *visite décennale* » pour ces réexamens périodiques de sûreté.

L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport contenant les conclusions de cet examen, assorti le cas échéant des mesures qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ou la protection de la nature et de l'environnement.

L'Autorité de sûreté nucléaire analyse le rapport, peut imposer à l'exploitant de nouvelles prescriptions, en tenant compte des conclusions d'une enquête publique, qui est requise pour les réexamens au-delà de 35 ans. Sauf les informations susceptibles de porter atteinte à la défense nationale et à la sécurité publique, cette analyse et ces prescriptions sont rendues publiques.

Le premier volet du quatrième réexamen périodique des réacteurs du premier palier, celui des réacteurs de 900 MW, qui porte sur l'examen de conformité des installations aux règles de sûreté, a donc pris en compte l'examen des conséquences du vieillissement et prévu des mesures pour y faire face. Une actualisation des études de conception des matériels a été réalisée en prenant en compte les résultats de l'exploitation.

La résorption des écarts de conformité détectés, soit en amont, soit, au plus tard, pendant les visites de sites programmées à l'occasion du réexamen, doit être assurée. Pour vérifier que certains d'entre eux n'ont pas échappé à la détection, des essais, supplémentaires par rapport à ceux réalisés pour les réexamens antérieurs, ont été prescrits par l'Autorité de sûreté nucléaire.

²¹ Autorité de sûreté nucléaire, *Centrales nucléaires au-delà de 40 ans, les enjeux du quatrième réexamen périodique des réacteurs nucléaires de 900 MWe*, Les cahiers de l'ASN, septembre 2018.

Dans les premières centrales concernées, ils portent notamment sur le fonctionnement du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur dans des conditions spécifiques, sur la capacité des groupes électrogènes de secours à fonctionner de manière prolongée, sur les capacités de ventilation, sur les systèmes d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement.

La maîtrise de l'obsolescence, par la mise en place d'une organisation permettant d'identifier les modes de dégradation principaux des matériels, d'y trouver des parades et de les mettre en place est, enfin, recherchée. Pour y parvenir, l'exploitant a analysé de façon générique, pour tous les réacteurs concernés, le vieillissement et ses conséquences. Ces opérations portent en particulier sur les cuves des réacteurs, en vérifiant notamment que leur acier ne présente pas de défauts préjudiciables, ainsi que sur les équipements du circuit primaire principal²².

L'avis générique de l'ASNR sur le quatrième réexamen périodique du palier suivant, concernant les réacteurs de 1 300 MW, qui précise les opérations à réaliser, a été rendu le 3 juillet 2025. Conformément aux orientations préalables qui avaient déjà été transmises²³, il prévoit que ce réexamen devra se dérouler selon les mêmes principes que pour le palier des 900 MW. Ceci est également prévu pour le dernier palier, celui des quatre réacteurs de 1 450 MW²⁴.

1.2.2 Un rehaussement continu du niveau de sûreté

À côté des questions de conformité aux règles de sûreté existantes, les dispositions prises en France prévoient, à l'occasion des réexamens périodiques, un second volet consacré à la réévaluation de la sûreté, c'est-à-dire à son amélioration. Elle consiste à augmenter le niveau de sûreté afin qu'il se rapproche du niveau de sûreté atteint par les réacteurs les plus récents, en l'espèce le réacteur EPR. Il s'agit là, contrairement aux questions de conformité, d'une spécificité européenne pour laquelle la France a joué un rôle moteur, tant pour tirer les conséquences de l'accident de Fukushima que pour formuler les conditions à remplir à l'occasion du quatrième réexamen des réacteurs.

Dans un autre domaine ayant un impact sur la maintenance, celui des règles générales d'exploitation des centrales, un processus a été engagé, dans le but de d'aboutir à un dispositif moins complexe sans diminuer le niveau de sûreté, voire en l'améliorant.

1.2.2.1 Des exigences de sûreté plus fortes en France que dans d'autres pays

La directive européenne 2014/87/Euratom du 8 juillet 2014 précise, dans son article 8 bis, que les objectifs de sûreté nucléaire qu'elle définit s'appliquent aux installations postérieures à son adoption, mais qu'ils sont également utilisés « *comme référence pour la mise*

²² Autorité de sûreté nucléaire, *lettre de position relative aux orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF*, 20 avril 2016 et décision de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à EDF des prescriptions applicables à certains réacteurs.

²³ Autorité de sûreté nucléaire, *lettre de position relative aux orientations de la phase générique du quatrième examen périodique des réacteurs de 1300 MWe d'EDF*, décembre 2019.

²⁴ ASN, courrier CODEP-DCN-2023-035207 du 6 juillet 2023.

en œuvre en temps voulu de mesures d'amélioration raisonnablement possibles » pour les installations nucléaires existantes, à l'occasion des examens périodiques de sûreté. Un principe d'amélioration des exigences qui avaient été appliquées au moment de la première autorisation des réacteurs a donc été introduit.

L'association des régulateurs nucléaires de l'Europe occidentale, dénommée WENRA, a tenté de préciser, dans un document de 2017, la portée de cet article, et notamment celle de ses termes qui ouvrent des marges d'appréciation, comme la « mise en œuvre en temps voulu » et les « mesures raisonnablement possibles ». Sur ce dernier point, elle a notamment approfondi le rôle que peuvent jouer la défense en profondeur, c'est-à-dire faisant jouer plusieurs niveaux de protection, la place de l'analyse probabiliste dans le diagnostic, la proportionnalité des mesures à prendre et le processus de décision. Sur certains autres aspects, comme la prise en considération des coûts de mise en œuvre des mesures à prendre, elle a toutefois constaté au sein de ses membres des différences d'appréciation²⁵.

La législation française s'inscrit dans le cadre de ces prescriptions, mais n'y ajoute pas d'exigences nouvelles ou différentes, si ce n'est, à l'article L. 593-19 du code de l'environnement, la mention des dispositions que, dans le cadre des réexamens périodiques, l'exploitant « envisage [le cas échéant] de prendre [...] pour améliorer la protection des intérêts » (c'est-à-dire la sécurité, la santé, la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement) auquel ce code fait référence. Le rythme décennal retenu pour les réexamens périodiques n'est pas uniforme en Europe, voire ne fait pas du tout l'objet de prescriptions ailleurs.

Les épreuves hydrauliques

Un des domaines où la réglementation française est plus exigeante que celle de certains autres pays, y compris européens, est celui des épreuves hydrauliques que doivent subir les circuits des réacteurs nucléaires lors des réexamens périodiques. L'arrêté du 10 novembre 1999, qui fixe les règles qui leur sont appliquées en France, prévoit deux tests, l'un, d'étanchéité, réalisé à la pression de service, et l'autre, dit de résistance, nécessitant une mise en surpression de l'installation²⁶, plus longue et plus complexe à réaliser²⁷. Ces tests sont réalisés simultanément.

Cet arrêté vise la directive communautaire 2014/68/UE du 15 mai 2014, qui harmonise les contrôles des appareils à pression dans l'Union, mais qui n'exige pas le test de résistance. Une enquête comparative menée par l'Autorité de sûreté nucléaire sur quelques pays montre que ce n'est pas non plus le cas aux Etats-Unis et au Japon, et que, dans l'Union européenne, la Slovaquie, la Hongrie, l'Espagne et les Pays-Bas s'en abstiennent également. L'impact de cette exigence française est significatif, non seulement en termes de durée pour la mise en pression de la cuve et de l'enceinte, mais également parce que la préparation de ces épreuves demande beaucoup de temps.

²⁵ WENRA, Wenra guidance, article 8a of the EU nuclear safety directive, report of the Ad-hoc group to WENRA, 13 June 2017, particulièrement pp. 7 à 9.

²⁶ 1,2 fois la pression de service.

²⁷ L'ASNR précise que l'épreuve hydraulique, si elle prend trois jours environ pour être menée à bien, n'a lieu que tous les dix ans.

L'Autorité de sûreté nucléaire, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire lorsqu'il existait encore²⁸, et la direction générale de la prévention des risques du ministère de l'écologie justifient le maintien des deux épreuves par des raisons prudentielles. Il est, selon la première, justifié dans la mesure où l'épreuve constitue le seul essai qui puisse interroger l'ensemble des circuits. Or, le retour d'expérience de l'exploitation du parc nucléaire français montre régulièrement que des dégradations interviennent dans des zones où aucun autre contrôle que l'épreuve n'est effectué.

S'il subsiste donc, au plan européen, quelques latitudes dans l'interprétation des règles, celles-ci diffèrent néanmoins nettement de celles qui s'appliquent aux réexamens périodiques aux Etats-Unis. Le principe qui régit ces derniers est en effet de vérifier, que l'installation « *continuera de remplir les fonctions attendues pendant la durée d'extension de son exploitation* », et se limite donc à l'examen du respect des exigences de sûreté définies initialement, au moment de la mise en service de l'installation²⁹.

1.2.2.2 Des modifications lourdes décidées suite à l'accident de Fukushima

Cette orientation en faveur d'une amélioration continue du niveau de sûreté des installations nucléaires a notamment trouvé une application dans les mesures qui ont été prises à la suite de l'accident dans la centrale de Fukushima-Daiichi, au Japon, en mars 2011.

Dès le mois de juin 2012, l'Autorité de sûreté nucléaire a pris 32 décisions, fixant chacune une trentaine de prescriptions s'appliquant aux 80 installations nucléaires présentant le plus d'enjeux en France, notamment toutes les centrales d'EDF. Elles ont été conçues pour renforcer leur résilience face à un large panel de risques, ne se bornant pas aux séismes et aux raz-de-marée ayant causé l'accident de Fukushima, et anticipant des situations allant très au-delà des hypothèses habituellement retenues dans les démonstrations de sûreté. Pour cela, des dispositifs d'appoint (eau, électricité, instrumentation), permettant de suppléer des situations de perte d'alimentation électrique ou de refroidissement, sont requis. Les moyens de gestion des crises sur chacun des sites, par la création d'une force d'action rapide du nucléaire capable d'intervenir sans délais, doivent être renforcés. Surtout, un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles est introduit visant, en cas de conditions extrêmes, à prévenir un accident avec fusion du combustible, à en limiter la progression si elle ne peut être évitée, et à limiter les rejets radioactifs³⁰. Ces modifications représentent, d'après les chiffres d'EDF, des coûts attendus à terminaison de l'ordre de 9,4 Md€₂₀₂₂ pour l'ensemble du parc.

Au niveau européen, la France apparaît en pointe dans la mise en œuvre des dispositions « post-Fukushima », comme cela ressort des rapports publiés par les instances européennes et internationales sur la mise en œuvre de telles mesures dans les différents pays³¹. Le dispositif

²⁸ EDF *pressurized water reactor main primary system, operating experience feedback from regulatory hydrostatic tests performed as part of periodic requalifications*, février 2010.

²⁹ *Code of federal regulations, Nuclear Regulatory Commission*, notamment 10 CFR 50.24, 54.21, 54.24, 54.33, 54.3.

³⁰ Autorité de sûreté du nucléaire, *Dix ans après Fukushima, quelles améliorations pour la sûreté des installations nucléaires en France ?* Les cahiers de l'ASN, mars 2021.

³¹ European Nuclear Safety Regulators Group, *Post Fukushima accident, Peer review report, Stress tests performed on European nuclear power plants*, avril 2012, ainsi que les rapports nationaux de suivi de la mise en œuvre, actualisés en 2020. Voir aussi: International Atomic Energy Agency, *Implementation and effectiveness of actions taken at nuclear power plants following the Fukushima-Daiichi accident*, 2020, notamment p. 27.

du « noyau dur » n'a, en particulier, pas été mis en place en dehors de la France, un débat sur son opportunité et des désaccords portant tant sur son principe que sur son ampleur naissant dès 2012 entre les membres de l'association WENRA. L'Autorité elle-même indique que ces dispositions « *se distinguent au niveau international par leur niveau d'exigence*³² ».

1.2.2.3 Des améliorations substantielles apportées aux réacteurs existants

Les objectifs et le contenu du second volet du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW ont également contribué à renforcer le niveau de sûreté des réacteurs existants, accroissant *de facto* les travaux et opérations de maintenance nécessaires.

L'Autorité de sûreté nucléaire a, dès les travaux préparatoires à cette échéance, considéré que, dans les années à venir, « *les réacteurs coexisteront, au niveau mondial, avec des réacteurs, de type EPR ou équivalent, dont la conception correspond à des exigences de sûreté significativement renforcées. Les réacteurs nucléaires doivent donc être améliorés, au regard de ces nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement visée par EDF*³³ ». Cette ambition a été constamment réaffirmée par la suite, en considérant que « *les objectifs de sûreté à définir doivent être définis au regard des objectifs applicables aux générateurs de nouvelle génération*³⁴ », en fixant « *un objectif d'amélioration de la sûreté*³⁵ ». Cette évolution suppose un saut qualitatif important, puisque la conception des EPR diffère sur des points fondamentaux de celle des réacteurs plus anciens, conçus dans les années soixante-dix.

Les formulations employées laissent cependant subsister des marges d'adaptation et n'exigent pas la réplique intégrale des dispositifs de sûreté des nouveaux réacteurs, dont certains ne sont d'ailleurs pas transposables (nombre de lignes de sécurité, protection contre les chutes d'avion, robustesse des enveloppes pouvant contenir le corium par exemple).

L'éventail des actions concrètes à conduire est large, d'autant plus que les modifications requises à la suite de l'accident de Fukushima qui n'avaient pas encore été mises en œuvre au moment du démarrage du quatrième réexamen lui ont été incorporées. En se limitant à en indiquer les domaines principaux, elles recouvrent des dispositions supplémentaires à prendre pour limiter les conséquences radiologiques des accidents non graves, celles à fort impact en termes de prévention et de limitation des accidents graves, l'entreposage du combustible en piscine de désactivation, la démonstration de la maîtrise des risques d'accident au sein des bâtiments annexes de conditionnement des déchets, la prise en compte des risques non radiologiques, celles des agressions internes et externes d'origine naturelle, sans compter la prise en compte des inconvénients pour l'environnement et celle des actes de malveillance.

³² Même document, p. 8.

³³ Autorité de sûreté nucléaire, *lettre de suite adressée au Président d'EDF sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà du quatrième réexamen de sûreté*, 28 juin 2013.

³⁴ Autorité de sûreté nucléaire, *lettre de position relative aux orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF*, 20 avril 2016.

³⁵ Autorité de sûreté nucléaire, *Phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe d'EDF*, rapport d'instruction, mars 2021.

Des contraintes sur la réalisation des arrêts de tranche

Un autre domaine où les différences réglementaires peuvent jouer est celui du droit du travail. Elles expliquent une partie des délais plus réduits des arrêts pour révision américains : cycle en 2 x 12 heures contre 3 x 8 heures, autorisation du travail du dimanche, libertés plus grandes en matière de prêt de main d'œuvre des prestataires.

Les prescriptions attachées au palier 1300 MW devraient être comparables, comme évoqué *supra*.

1.2.2.4 Une remise à plat de certaines règles en perspective ?

Les règles générales d'exploitation des réacteurs nucléaires ne sont pas directement liées aux réexamens périodiques examinés dans les développements précédents, mais, parce qu'elles définissent de façon précise les vérifications à apporter, les conduites à tenir, les règles à observer, elles ont des impacts directs sur le maintien en état de fonctionnement du parc.

Or, sous l'effet, notamment mais pas exclusivement, du renforcement des prescriptions des instances indépendantes de sûreté du nucléaire (ASN et IRSN), ces dispositions ont, au fil des années, substantiellement augmenté en volume et en complexité, comme le relève depuis plusieurs années l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection d'EDF³⁶ et ce dont ne disconvient pas l'ASNR. L'exploitant a ainsi noté une forte augmentation du nombre des « *éléments importants pour la protection des intérêts*³⁷ » relatifs au seul risque radiologique entre le deuxième réexamen périodique et le quatrième, qui est en grande partie à rapporter aux exigences attachées au dernier d'entre eux.

Tableau n° 2 : nombre d'éléments importants pour la protection des intérêts relatifs au risque radiologique (EIPS), pour une tranche du palier 900 MW

Étape	Nombre d'EIPS	Nature
2 ^{ème} réexamen périodique	7 500	
3 ^{ème} réexamen périodique	8 000	
4 ^{ème} réexamen périodique	17 300	Dont 8 500 pour les agressions, 2 500 pour le noyau dur, 1 000 pour les accidents graves

Source : EDF

³⁶ IGSNR d'EDF SA, *Rapport de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection 2022*, pp. 20 et 21, rapport 2023, pp. 19 et 20, rapport 2024, p. 62.

³⁷ Structures, équipements, systèmes, matériels, composants, ou logiciels présents dans une installation nucléaire de base ou placés sous la responsabilité de l'exploitant et assurant une fonction nécessaire à la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L.593-7 du code de l'environnement ou contrôlant que cette fonction est assurée.

Cette augmentation a des conséquences : les documents contenus dans les règles générales d'exploitation ou nécessaires à son application se multiplient, les exigences qu'ils contiennent sont traitées avec un niveau de détail très fin, les référentiels de règles qu'ils dessinent deviennent extrêmement complexes. En définitive, cette accumulation, outre le poids qu'elle fait peser sur la réalisation de la maintenance, peut également et paradoxalement, selon l'Inspection générale de la sûreté nucléaire d'EDF, peser sur la sûreté des installations, parce que leurs responsables peuvent avoir des difficultés à maîtriser l'intrication des règles et, finalement, à réagir aux aléas. Les comparaisons internationales menées par EDF montrent que le volume et le niveau de précision des règles d'exploitation françaises dépasse largement ce qui est pratiqué dans la plupart des autres pays, au premier rang desquels les États-Unis.

L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection a indiqué à la Cour partager ce diagnostic et a engagé récemment avec EDF un chantier de révision de ces règles. L'ambition du projet est, sans réduire les exigences de sûreté, d'arriver à simplifier le référentiel d'exploitation pour en faciliter la lisibilité et l'utilisation par les responsables, ainsi que de garantir l'exploitabilité des installations par une approche de proportionnalité aux enjeux. Les jalons de cette entreprise, qui ont été communiqués à la Cour et ont été fixés d'un commun accord, prévoient une prise de position de l'Autorité sur une nouvelle méthodologie en juin 2027.

Recommandation n° 1. (EDF, ASNR, 2027) : d'ici 2027, mettre au point les principes de la refonte générale du référentiel d'exploitation et mener à bien le chantier de simplification des règles générales d'exploitation des installations nucléaires.

1.2.3 Des développements de projets d'investissement indépendants des exigences des réexamens périodiques

La remédiation au vieillissement des installations et le rehaussement du niveau de sûreté inscrits dans les cahiers des charges des réexamens périodiques ne sont cependant pas les seuls facteurs explicatifs de l'augmentation des investissements et des dépenses courantes nécessaires au maintien en exploitation du parc. L'opérateur des centrales lui-même a souhaité développer des projets de rénovation ou de remplacement de certains éléments des réacteurs.

Pour mettre en cohérence et mieux suivre la mise en œuvre des multiples investissements à réaliser dans le parc existant, EDF a en effet mis en place en 2015 et récemment prolongé jusqu'en 2035 un programme dit de « Grand carénage ». Celui-ci regroupe un ensemble de projets permettant la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires.

Quatre familles d'initiatives sont actuellement identifiées en son sein. Elles couvrent certes les projets liés aux réexamen périodiques (première famille) et ceux apportant une réponse aux agressions telles que les séismes, inondations, tempêtes, malveillance, etc. (deuxième famille), qui découlent des décisions prises après Fukushima et d'autres mesures intégrées aux réexamens. Mais elles concernent également les remplacements et les rénovations de gros composants arrivant en fin de vie technique comme les générateurs de vapeur ou les pôles de transformateurs principaux (troisième famille), qui cherchent bien à apporter des réponses au vieillissement des matériels, mais qui ont été décidés avant même le quatrième réexamen périodique. Elles regroupent enfin des projets « portefeuille » (quatrième famille),

qui permettent de traiter les écarts de conformité plus élémentaires et d'améliorer la performance des installations, qui ne sont qu'en partie intégrés dans les réexamens.

Ce relevé succinct des principales têtes de chapitre du « Grand carénage », auxquelles il conviendrait d'ajouter les actions de remédiation répondant au problème de la corrosion sous contrainte et les transformations destinées à accroître la production électrique des réacteurs, étudiées respectivement dans les parties 2 et 1.3 de ce rapport, montre que les investissements d'EDF dépassent bien la simple mise en œuvre des prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire. L'intrication de ceux-ci et de celles-là ne permet cependant pas de chiffrer avec certitude ce qui relève des uns et des autres.

1.3 Des efforts à poursuivre sur le long terme

Les facteurs d'alourdissement de la maintenance mis en évidence dans les développements précédents auront des conséquences significatives sur la programmation des opérations d'entretien pour de nombreuses années encore (1.3.1). Au-delà, ce que l'on peut déjà savoir sur la façon dont le cinquième réexamen périodique se présente et sur les projets industriels d'EDF fait apparaître des domaines où la pression risque d'être moins élevée, mais d'autre où elle se renforcera (1.3.2). C'est la prolongation des réacteurs au-delà de soixante ans, indispensable au moins pour une partie d'entre eux si l'on veut maintenir, comme les autorités françaises l'on affirmé à plusieurs reprises, les capacités de production d'électricité d'origine nucléaire à long terme, qui soulève les questions les plus difficiles à résoudre (1.3.3).

1.3.1 Un étalement aux conséquences durables des opérations lourdes associées aux quatrièmes réexamens périodiques

1.3.1.1 Une multiplication du coût des visites décennales

EDF estime que le coût des quatrièmes visites décennales (soit le 4^{ème} réexamen périodique) des réacteurs de 900 MW est de plus de cinq fois supérieur à celui de leur troisième visite, il y a dix ans. Un tableau des dépenses complètes par visite décennale, établi par l'entreprise, permet d'illustrer ce constat, qui vaut aussi pour les autres paliers.

Tableau n° 3 : évolution du coût des quatrième et troisième visites décennales (en millions d'euros)

<i>Palier</i>	Numéro de la visite décennale	Coût à terminaison, en M€2022	Coût à terminaison par réacteur, en M€ 2022	Coefficient d'augmentation du coût total
900 MW	VD3	1 567	46	5,34 ³⁸
	VD4	8 367	246	
1 300 MW	VD3	3 311	166	1,59
	VD4	5 272	264	
1 450 MW	VD2	541	135	3,29
	VD3	1 781	445	

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

Concilier cet accroissement considérable avec le maintien de dépenses de maintenance soutenables et avec les ressources que peut offrir la filière industrielle n'a été possible que par l'étalement dans le temps des opérations. Cet étalement conduit à une programmation chargée des visites de centrales pour les années qui viennent.

1.3.1.2 Un étalement dans le temps des opérations de révision requises

Alors que la plupart des opérations de maintenance étaient jusqu'ici concentrées sur la visite décennale, qui forme l'étape essentielle du réexamen périodique de la sûreté, l'Autorité de sûreté nucléaire a, pour le quatrième d'entre eux, compte tenu du volume des études, des vérifications et des modifications exigées, accepté la demande d'EDF de les fractionner en plusieurs étapes. Il y a donc une répartition en trois lots, le lot A, le lot B et le lot B « complément » pour une partie des réacteurs, qui donnent lieu à des opérations effectuées à des dates différentes, lots qui sont chacun d'importance comparable. Pour faciliter la programmation des opérations et les effets de série, l'Autorité a ensuite donné son accord pour que cette répartition, qui pouvait être à géométrie variable en fonction des tranches, soit désormais fixe³⁹. Elle a enfin consenti à ce que certaines opérations soient réalisées avec des retards significatifs par rapport à ce qui avait été initialement arrêté, comme pour les diesels d'ultime secours, décidés dans le cadre des mesures post-Fukushima, mais dont les derniers n'ont été mis en service qu'en 2021.

Cet étalement est à apprécier dans le cadre de la durée totale des diligences qu'exige de toute façon un réexamen périodique. L'Autorité de sûreté nucléaire procède en effet, pour chaque palier, par étapes, en commençant par des orientations, puis en émettant un avis générique portant sur tous les réacteurs concernés, ensuite par un avis portant sur chacun d'entre eux. Elle demande à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations de sûreté avant la

³⁸ Alors même qu'entre la VD3 et la VD4, les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim ont été mis à l'arrêt.

³⁹ Autorité de sûreté nucléaire, décision n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023.

remise du rapport de conclusion du réexamen décennal, ce qui demande une anticipation des travaux de plusieurs années, les autres devant l'être dans les cinq années qui suivent. Pour le quatrième réexamen, ce délai a été, pour certains réacteurs, porté à six ans. Au total, pour le quatrième réexamen du palier 900 MW, plus de quinze ans auront passé entre le début et la fin de la procédure, et cela, pour le premier des trente réacteurs de la série seulement⁴⁰. Il faut en outre ajouter à cette durée les études préalables d'ingénierie de l'opérateur, qui commencent plusieurs années avant le premier avis de l'Autorité.

1.3.1.3 Une programmation chargée pour les années à venir

L'étirement temporel des opérations, conçu pour alléger la pression industrielle, a toutefois été porté à un point tel qu'il finit par se heurter, pour l'opérateur dans son ensemble mais aussi parfois pour chacun des réacteurs, à la superposition d'examens appartenant à des séries différentes.

Cela vaut tout d'abord à l'intérieur de chaque palier, puisque la quatrième visite décennale de la centrale de Tricastin, tête de série des 900 MW, a eu lieu en 2019, mais que les opérations liées aux lots B et B « complément » de celle de Chinon ne se dérouleront qu'en 2034. S'ajoutent à cela les travaux de remplacement des générateurs de vapeur et des coudes du circuit primaire, comme indiqué dans la partie 1.2., qui se déroulent en dehors des visites décennales.

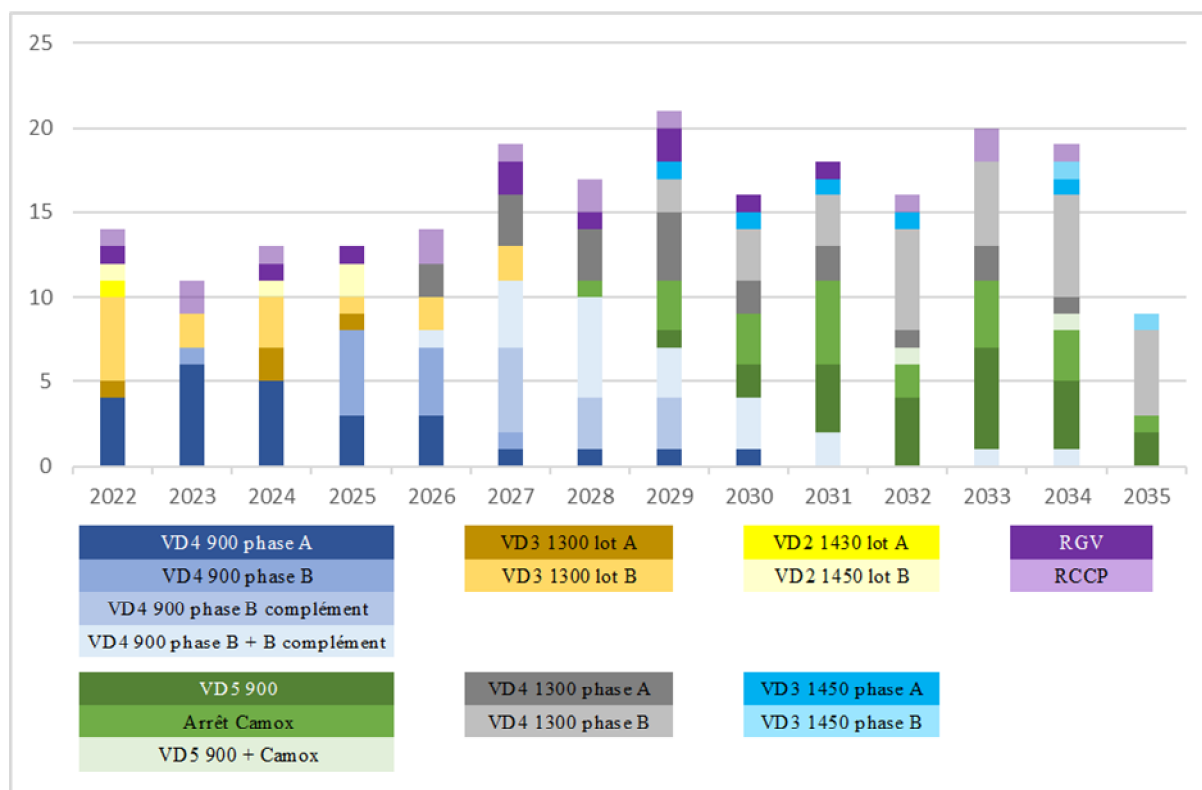
Cela se vérifie ensuite pour les paliers de nature différente. Si les dernières visites liées à celui de 900 MW sont donc prévues pour 2034, celles du quatrième réexamen du palier 1 300 MW doivent débuter dès 2026, et les lots A du troisième réexamen du palier 1 450 MW, dès 2029.

Plus complexe encore, car touchant les mêmes réacteurs, est la programmation très rapprochée des dernières opérations du quatrième réexamen et des premières du cinquième. Ainsi, à Tricastin, la date limite de réalisation des exigences du premier est-elle 2025, et la première visite du second, qui sera précédée de nombreux travaux préalables, est 2029.

Dès 2026, le cumul d'un fort programme sur le palier 900 MW et du début du quatrième réexamen sur les 1 300 MW, alors même que le troisième, concernant ce palier, se poursuit, posera sans doute des difficultés. En définitive, les réexamens décennaux, initialement conçus comme des rendez-vous forts, mais espacés, se sont transformés en un continuum d'opérations indéfini, mais dont l'intensité est encore globalement appelée à croître au cours des prochaines années, comme en témoigne le schéma suivant, présenté en décembre 2024 au conseil d'administration d'EDF.

⁴⁰ Autorité de sûreté nucléaire, Centrales nucléaires au-delà de 40 ans : Quelles conditions pour la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF ? Les cahiers de l'ASN, février 2021.

Graphique n° 5 : programmation pluriannuelle des visites décennales et des opérations de remplacement, hors Flamanville 3, par type d'opération



Note : le nombre d'opérations apparaît en ordonnée. Ex : en 2022, quatre réacteurs de 900 MW ont eu une quatrième visite décennale en phase A, un réacteur 1300 MW, une VD3 lot A, cinq réacteurs 1300 MW, une VD3 lot B, un réacteur de 1450 MW, une VD2 lot A, un réacteur de 1450 MW, une VD2 lot B, il y a eu un RCCP et un RGV. RGV : remplacement de générateurs de vapeur, RCCP : remplacement de composants du circuit primaire.
Source : EDF

1.3.2 Des perspectives contrastées pour la période ultérieure

1.3.2.1 Un cinquième réexamen périodique s'annonçant moins lourd mais encore affecté d'incertitudes

Les efforts demandés à l'exploitant à l'occasion des quatrièmes réexamens périodiques ont en réalité intégré, dans les domaines les plus cruciaux, la perspective d'une prolongation de la durée de vie des réacteurs jusqu'à 60 ans. Cela ne signifie pas que la conformité des matériels ne doive pas une nouvelle fois être vérifiée à l'occasion du rendez-vous des 50 ans, mais la réédition des démonstrations de sûreté opérée à la faveur du quatrième réexamen et motivée par le fait que la durée de vie initiale de certains équipements n'était que de 40 ans, comme indiqué *supra*, n'est plus à entreprendre avec l'ampleur qu'elle a eu.

Surtout, comme l'a d'ores et déjà indiqué l'Autorité de sûreté nucléaire dans les indications qu'elle a données sur la phase générique du cinquième examen périodique des

réacteurs de 900 MW⁴¹, il n'est pas prévu de nouveau rehaussement des objectifs de sûreté, les efforts ayant déjà été accomplis lors du quatrième réexamen, dont ils constituaient un élément central.

Il n'en reste pas moins que certains domaines devront faire l'objet d'investigations supplémentaires, conduisant le cas échéant à des travaux de mise en conformité. Il s'agit pour l'essentiel de l'anticipation des effets du changement climatique. Les projections fines que l'on peut maintenant développer en déclinant dans la zone de chaque centrale des scénarios du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) permettent en effet d'appréhender l'évolution des risques, canicules et hausse du niveau marin. Les nuisances potentielles pour l'environnement, notamment la température des eaux rejetées et leur impact sur celle des rivières en situation d'étiage ou de crue, sont également à prendre en compte⁴².

Les demandes adressées par l'Autorité à EDF dans des orientations génériques⁴³ sont donc, à cette étape encore précoce du cinquième réexamen périodique, moins nombreuses que celles qui avaient été formulées au même stade de la procédure pour le quatrième (24 contre 75). Il est cependant encore trop tôt pour affirmer que les exigences concrètes qui leur seront attachées diminueront dans la même proportion, d'autant plus que l'Autorité a d'ores et déjà identifié des « verrous » qui, s'ils ne sont pas levés, sont susceptibles d'avoir des conséquences pour les réacteurs qui seraient affectés. Il s'agit de la résistance mécanique de certaines portions des tuyauteries principales du circuit primaire de plusieurs réacteurs, appelées « coudes E », dont certains indices montrent qu'elle pourrait être insuffisante et qui demandent donc des études complémentaires pour prouver leur sûreté. Cela concerne aussi, à la suite du retour d'expérience organisé après le séisme du Teil en 2019, la possible présence d'une faille capable d'induire une rupture de surface sous la centrale de Cruas⁴⁴, donc de la fragiliser. Là aussi, des travaux approfondis sont attendus⁴⁵.

1.3.2.2 Des projets récents d'augmentation de la puissance du parc alourdissant les programmes de maintenance

Plusieurs projets destinés à améliorer la performance intrinsèque des paliers 900 MW et 1 300 MW en sont à des stades divers de développement. Le plus avancé concerne l'augmentation de la capacité des turbines des réacteurs du palier 900 MW. Il ne demande ni nouvelles expertises de sûreté ni opérations excessivement complexes, si ce n'est l'optimisation de la turbine en salle des machines de certains réacteurs. Il est inscrit parmi les actions du « Grand carénage », et déjà acté pour deux tranches sur 13 concernées.

⁴¹ Autorité de sûreté nucléaire, *projet de position relative aux orientations de la phase générique du cinquième examen périodique des réacteurs de 900 MW*, 15 octobre 2024, p. 6.

⁴² Cf. Cour des comptes, *L'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires*, communication à la commission des finances du Sénat, 2023.

⁴³ Autorité de sûreté nucléaire, *lettre de position relative aux orientations de la phase générique du cinquième examen périodique des réacteurs de 900 MW (RPR-900)*, 10 décembre 2024.

⁴⁴ Outre cette question, des études portant sur des questions sismiques ont été prévues par EDF dans sa *lettre à l'Autorité de sûreté nucléaire* du 22 septembre 2023 consacrée au cinquième réexamen périodique. Elles concernent les centrales du Bugey, de Tricastin, du Blayais et de Chinon.

⁴⁵ Autorité de sûreté nucléaire, *avis n° 2023-AV-0420* du 13 juin 2023 sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires d'EDF jusqu'à leurs 60 ans.

D'autres perfectionnements sont projetés, qui ont eux aussi vocation à améliorer la production, mais qui demandent des interventions sur les réacteurs et sont donc susceptibles de peser sur les visites d'entretien, seuls moments où ces changements peuvent être apportés jusqu'à leur terme. L'allongement de la durée des cycles entre deux rechargements de combustible, qui permettrait d'espacer les périodes où les réacteurs doivent être mis à l'arrêt pour procéder au rechargement, et donc de gagner en rendement global, figure parmi les pistes prioritaires. Il s'agit d'un projet important, dont la mise en œuvre doit commencer dès 2028 selon EDF, qui figure en tout état de cause dans les recommandations de l'audit externe qu'EDF a fait réaliser en 2022 sur les arrêts de tranche.

L'augmentation de la puissance primaire du palier 1 300 MW est une autre possibilité, sur laquelle plusieurs questions se posent cependant, sur la marge de puissance supplémentaire atteignable, peut-être 5 %, sur l'incidence sur la manœuvrabilité des réacteurs, notamment. Il s'agit en tout état de cause d'évolutions lourdes, portant sur le cœur de la centrale et demandant donc de nouvelles études de sûreté. Cette initiative, actuellement à l'arrêt, pourrait être rouverte à l'occasion du cinquième réexamen périodique du palier. Un projet de même nature, mais portant sur le palier 900 MW, a été abandonné.

Ces développements, tous favorables dans leur principe à la performance globale du parc, n'en supposent pas moins, pendant la phase où ils devront être mis en œuvre, un alourdissement des opérations d'intervention sur les sites.

1.3.3 La préparation de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 60 ans

La réussite en cours du quatrième réexamen périodique, malgré les nombreux obstacles qu'il a fallu surmonter (à fin 2024, 21 réacteurs sur 32 du palier 900 MW avait terminé la phase A de leur réexamen), et les débuts encourageants de la préparation du cinquième ouvrent la perspective de la prolongation des réacteurs au-delà de soixante ans.

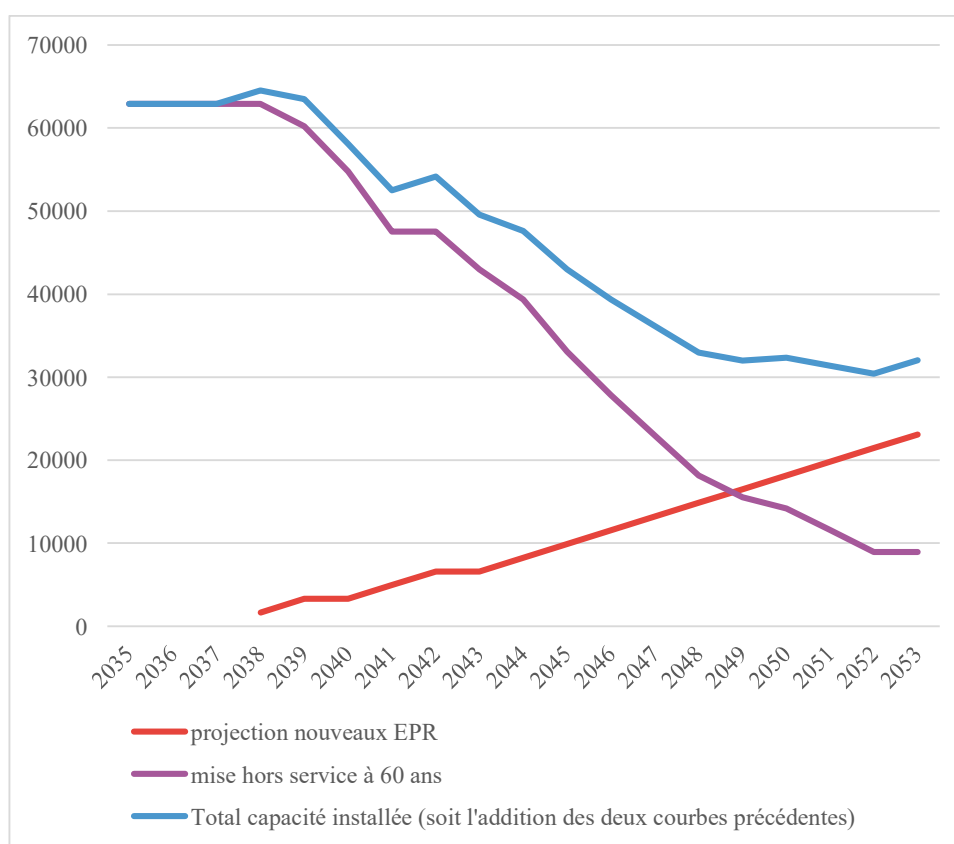
1.3.3.1 Une perspective s'inscrivant dans le projet du maintien d'un haut potentiel nucléaire

Établi à la suite du discours du Président de la République à Belfort en 2022, qui a tracé des perspectives à long terme pour le nucléaire civil, le scénario central du projet de stratégie française pour l'énergie et le climat, rendu public par le ministère chargé de l'énergie au mois de novembre 2024, table sur une production d'électricité ayant cette origine de 360 TWh sur toute la période couverte, c'est-à-dire 2025-2035. Pour atteindre ce niveau, il fixe même un objectif de 400 TWh à EDF. Il recommande, pour qu'il soit possible de maintenir un haut niveau de production nucléaire au-delà de cette date, d'engager un programme de construction de trois paires de réacteurs EPR2 devant être lancé au plus tard durant l'année 2026 et, au-delà, la mise à l'étude de 8 EPR2 supplémentaires⁴⁶.

⁴⁶ Ministère chargé de l'énergie, Stratégie française pour l'énergie et le climat, projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, novembre 2024, p. 79, pp. 97-98.

Les caractéristiques du parc français rappelées dans ce rapport, marquées par des paliers de réacteurs aux caractéristiques similaires mis en service au cours de périodes assez brèves, portent cependant en elles un « effet falaise », un grand nombre d'entre eux devant ainsi arriver en fin de vie au même moment. La montée en puissance des nouveaux EPR ne pourra, par ailleurs, se faire que de façon progressive et prendra du temps, la mise en service du premier de la nouvelle série n'étant prévue par EDF que pour 2038 au plus tôt. Comme le montre le graphique ci-dessous, le maintien d'un haut niveau de production d'électricité d'origine nucléaire, au-delà de 2035, nécessiterait la prolongation au-delà de 60 ans d'au moins une partie du parc existant.

Graphique n° 6 : projection des capacités nucléaires installées dans l'hypothèse d'une mise hors service des réacteurs actuels à 60 ans, en MW



Note : hypothèses retenues : mise hors service des réacteurs existants 60 ans après leur raccordement au réseau ; entrée en production des nouveaux EPR2 en 2038 pour le premier, puis tous les 18 mois pour les cinq suivants, ensuite tous les ans pour la deuxième série envisagée de huit réacteurs.

Source : Cour des comptes

1.3.3.2 Des défis nouveaux à relever

La prolongation de réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans ne serait pas une singularité française. De nombreux pays ayant entamé la construction de leur parc avant le nôtre ont déjà pris les dispositions permettant de franchir cette limite. C'est ainsi le cas des Etats-Unis, où huit réacteurs ont obtenu une autorisation d'exploitation jusqu'à 80 ans et où aucune demande de

cette nature n'a essuyé de refus, et de la Finlande pour deux unités. Le Japon et la Suède s'inscrivent également dans une poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans de leurs centrales. Les éléments de comparaisons internationales réunis par l'opérateur le conduit à estimer qu'aucun élément technique de nature générique n'est aujourd'hui susceptible de conduire à un arrêt systématique avant 80 ans⁴⁷.

Il n'en reste pas moins que des défis nouveaux, au moins en partie supérieurs à ceux qui ont dû être surmontés à l'occasion du quatrième réexamen périodique, sont à anticiper. La réglementation comme le niveau de sûreté exigé, peuvent d'ici là évoluer et introduire des exigences nouvelles⁴⁸, mais, surtout, le vieillissement des installations, qui auront vingt ans de plus que lors de l'étape des 40 ans risque de poser des questions inédites.

Ceux-ci concernent au premier chef des composants des centrales qu'il n'est pas possible de remplacer sans les mettre définitivement hors service, lesquels font déjà l'objet de prescriptions dans les quatrième et cinquième réexamens. Sont concernées les cuves des réacteurs, qui subissent une irradiation constante qui a pour effet de les fragiliser. Des travaux sont en cours au sein d'EDF afin de déterminer si, dans ce cadre, elles seraient toutes qualifiées pour une prolongation au-delà de 60 ans. De premières études, dites « point zéro » tendent à montrer, que tel ne serait pas le cas. Il ne s'agit toutefois que d'études préliminaires. Sont également concernés deux éléments en béton, les pieds de cuve, qui les soutiennent, qui sont eux aussi soumis au flux neutronique et donc susceptibles de s'endommager avec le temps ainsi que les enceintes de confinement. L'opérateur note en particulier que le comportement de trois d'entre elles reste à surveiller. Les « coudes E » sont qualifiés par EDF de « difficilement remplaçables ». Aucune opération de ce type n'a d'ailleurs encore été conduite. Ces matériels sont en particulier soumis au vieillissement thermique. Dans le cadre d'hypothèses qualifiées par EDF de « très conservatives », six réacteurs ne seraient pas qualifiés, en « point zéro », pour une prolongation au-delà de 60 ans⁴⁹.

D'autres difficultés sont aussi à prendre en compte, pour des composants remplaçables, relevant de l'adaptation au changement climatique ou de la préservation de la performance des réacteurs, notamment de leur capacité à moduler leur production, dans un système électrique caractérisé par la présence croissante d'énergies intermittentes non pilotables (éolien, solaire).

Les premiers jalons de cette entreprise de longue haleine, qui porte en elle un changement profond de la conception de la maintenance, puisqu'il s'agit de construire une vision patrimoniale du parc au-delà de 60 ans, sont déjà posés. Un avis préliminaire de l'ASNR sur les conditions de poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans est attendu en 2026. Les sixièmes visites décennales pour le palier 900 MW devraient démarrer en 2039. Il résulte toutefois des développements précédents qu'outre un suivi rapproché des expériences internationales, des programmes de recherche et développement, portant notamment sur le vieillissement, les moyens de le prévenir, l'examen renouvelé des marges de sûreté, sont indispensables. Leur première phase, portant sur l'identification des sujets, a d'ores et déjà été conduite par EDF. Une réflexion sur des modes de maintenance innovante et anticipative, voire

⁴⁷ EDF, *Feuille de route stratégique pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs existants du parc nucléaire français au-delà de 60 ans*, juin 2024, pp. 14-15.

⁴⁸ Un document, exploratoire, de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) évoque ainsi des rehaussements concernant l'instrumentation et le contrôle commande, le renforcement des digues et les autres équipements de protection externes. Une augmentation du niveau d'exigence concernant les cuves des réacteurs, jugée impossible à mettre en œuvre, est cependant exclue.

⁴⁹ EDF, op. cit., pp. 4-5, pp. 32 sqq.

sur de nouvelles méthodes de qualification, pourrait en outre s'avérer nécessaire. À l'issue de ce processus, alors que les réexamens périodiques précédents avaient tous abouti à des prolongations de l'ensemble du parc, des diagnostics différenciés sont susceptibles d'être portés sur chacun des réacteurs, en fonction notamment du comportement de leurs éléments face au vieillissement.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

La croissance des activités de maintenance et des investissements sur le parc nucléaire existant, déjà observée par la Cour lors de son précédent contrôle, s'est poursuivie de 2014 à 2024. Les dépenses afférentes atteignent désormais un niveau supérieur à 6 Md€ courants. Mais, alors que les efforts financiers consentis par EDF à partir de 2007 pour remédier à une situation de sous-investissement avaient permis d'améliorer après 2011 la disponibilité du parc, l'importance de la durée des arrêts programmés pour maintenance et rechargement du combustible et les crises traversées l'ont fortement affectée, la limitant à 74 % en moyenne sur la période. L'exploitation du parc nucléaire s'est en revanche effectuée dans des conditions de sûreté, de radioprotection et de protection de l'environnement que les importantes opérations de maintenance n'ont pas perturbée.

Le considérable alourdissement des opérations de maintenance au sens large, qui ont, lors du quatrième réexamen périodique des centrales actuellement en cours, été multipliées par près de deux à six selon les paliers par rapport au réexamen précédent, est à rapporter à trois causes puissantes et convergentes. La première est le vieillissement du parc, dont l'âge moyen a atteint quarante ans en 2025, alors que c'était la durée de vie qui avait été prévue pour nombre de ses composants. La deuxième est le rehaussement constant du niveau de sûreté exigé des réacteurs, plus fort en Europe et surtout en France qu'aux États-Unis. La troisième, enfin, découle de projets industriels développés par l'exploitant.

Les solutions retenues pour gérer cet accroissement, qui ont essentiellement consisté, pour éviter de solliciter au-delà du possible les ressources de l'opérateur et de la filière industrielle, à étaler dans le temps les opérations à conduire, ont abouti à une saturation des calendriers des visites des sites pour les dix années à venir. Au-delà, si le cinquième réexamen semble s'annoncer moins large que celui qui est en cours, il comporte néanmoins des incertitudes et s'accompagne de projets d'accroissement de l'efficacité du parc qui sont susceptibles de peser sur le programme des interventions sur les réacteurs. Surtout, la perspective de leur prolongation au-delà de 60 ans, opération déjà réalisée ailleurs dans le monde et inévitable si l'on souhaite maintenir les capacités nucléaires de notre pays, laisse augurer de défis nouveaux et de nature en partie nouvelle.

2 UNE MAINTENANCE AUX PERFORMANCES OPERATIONNELLES CONTRASTEES

L'effet conjugué de la hausse des activités de maintenance et de la baisse de la disponibilité du parc s'est accompagnée d'une recherche de performance accrue de la part de l'exploitant. À cet égard, la capacité démontrée d'EDF à surmonter de multiples crises industrielles (2.1) n'écarte pas pour autant la récurrence de certaines difficultés structurelles propres aux activités de maintenance (2.2), véritable déterminant au long cours de la performance industrielle du parc électronucléaire français.

2.1 Des crises industrielles importantes, traitées avec efficacité

2.1.1 La corrosion sous contrainte : un défaut générique traité conformément à un haut niveau d'exigence de sûreté

2.1.1.1 Une anomalie rare, à un endroit inattendu, découverte de manière fortuite

À l'automne 2021, dans le cadre des activités de maintenance préventive programmées pour les visites décennales des réacteurs n° 1 des centrales nucléaires de Civaux (VD2, 1 450 MW) et de Penly (VD3, 1 300 MW), EDF a contrôlé les éléments essentiels à la sûreté des installations, et en particulier les soudures des lignes auxiliaires du circuit primaire principal⁵⁰, à la recherche d'éventuelles fissures de fatigue thermique. Sans que cela ait été anticipé, ces contrôles ont permis de détecter des fissures, dont l'origine par corrosion sous contrainte (CSC) a ensuite été caractérisée en laboratoire⁵¹. D'une taille de 1 à 6 mm environ, ces fissures étaient situées sur les lignes auxiliaires du circuit primaire principal (injection de sécurité ou RIS⁵² et refroidissement du réacteur à l'arrêt ou RRA – cf. schéma *infra*), mais en aval des organes d'isolement de ces lignes auxiliaires. Par conséquent, ces fissures⁵³ présentaient un enjeu de sûreté, en particulier dans le cas où leur évolution lente se poursuivrait jusqu'à ouvrir une brèche à proximité du circuit primaire principal⁵⁴. Des défauts de cette nature

⁵⁰ Il s'agit du circuit fermé évacuant la chaleur dégagée dans le cœur du réacteur grâce à une circulation d'eau sous pression. Il constitue une des trois barrières de sûreté qui empêche la dispersion des produits radioactifs.

⁵¹ Par examen métallographique et microscopique au laboratoire intégré d'expertises de Chinon (LIDEC) d'EDF. Spécialisé dans l'expertise sur les matériaux, ce laboratoire joue un rôle majeur dans l'étude du phénomène de CSC. Il assure également le suivi de l'irradiation et du vieillissement des cuves des réacteurs.

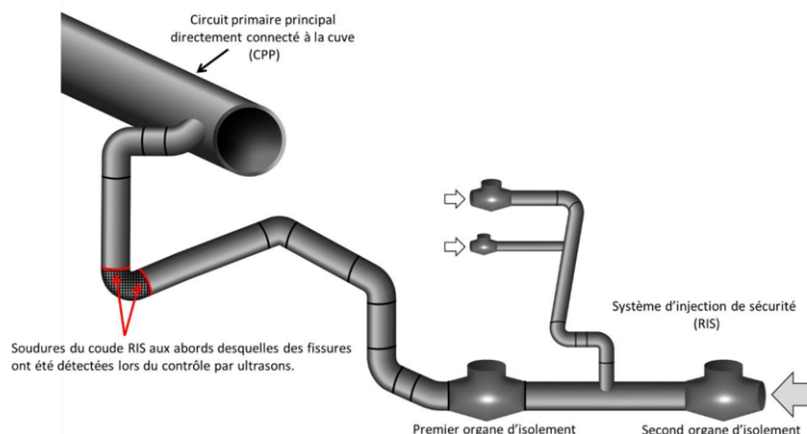
⁵² Le circuit d'injection de sécurité est un système de sauvegarde qui permet d'injecter de l'eau borée dans le circuit primaire principal en cas de baisse de pression anormale, et notamment en cas de brèche. L'objectif est de maintenir un inventaire en eau suffisant permettant de refroidir le combustible et de maîtriser sa réactivité. En acier inoxydable, ces lignes RIS ont un diamètre de 30 centimètres et une épaisseur de 30 millimètres.

⁵³ IRSN, *Endommagement par corrosion sous contrainte de tuyauteries connectées au circuit primaire principal de réacteurs d'EDF*, note d'information, janvier 2022.

⁵⁴ Il existait aussi, pour certaines fissures de grande taille, un risque de rupture de la tuyauterie sous l'effet des contraintes mécaniques rencontrées en exploitation, quand bien même la propagation par corrosion serait interrompue.

étaient jusqu'à présent particulièrement rares sur des tuyauteries en acier inoxydable – réputées insensibles à la CSC – et plus généralement sur le parc nucléaire mondial des réacteurs à eau sous pression.

Schéma n° 1 : connexion du système d'injection de sécurité à la branche froide d'une boucle du circuit primaire principal



Source : IRSN, Détection de fissures sur des tuyauteries du système d'injection de sécurité des réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale nucléaire de Civaux, note d'information, décembre 2021

La corrosion sous contrainte⁵⁵

Assez répandu dans l'industrie conventionnelle (hors nucléaire), le phénomène de corrosion sous contrainte se caractérise par la fissuration d'un matériau au contact d'un environnement chimique, et résulte en général de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique et d'un milieu agressif. Cette dégradation conduit à l'amorçage d'une ou plusieurs fissures, et de leur propagation au sein du matériau.

Dans l'industrie nucléaire, les aciers inoxydables utilisés sont peu sensibles à la CSC, en présence du fluide du circuit primaire, raisons pour laquelle ce phénomène n'était pas redouté. Lorsque la CSC se produit, c'est essentiellement sous l'effet de contraintes de traction présentes dans le matériau – liées aux conditions de fabrication et de soudage, ainsi qu'aux conditions d'exploitation –, ou en cas de pollution inopinée des fluides. C'est la raison pour laquelle les procédés de soudage et la chimie des fluides sont particulièrement encadrés et surveillés. Un écrouissage⁵⁶ excessif du matériau peut également être à l'origine d'une fissuration.

Le phénomène n'est détectable qu'une fois la fissuration amorcée, après une période d'incubation qui peut durer plusieurs dizaines d'années. Il peut être détecté par la réalisation de contrôles spécifiques par ultrasons tels que ceux menés de manière préventive par EDF lors des visites décennales de ses réacteurs. Il ne

⁵⁵ IRSN, *Endommagement par corrosion sous contrainte de tuyauteries connectées au circuit primaire principal de réacteurs d'EDF*, note d'information, janvier 2022.

⁵⁶ L'écrouissage est un durcissement par déformation, qui se produit dans les matériaux ductiles lorsqu'ils sont déformés mécaniquement. Cette déformation augmente essentiellement la densité des dislocations dans le matériau, ce qui accroît considérablement sa dureté.

peut cependant être définitivement caractérisé comme tel que par une analyse métallurgique destructive en laboratoire. La propagation des fissures de CSC est lente, mais peut atteindre jusqu'à 1 millimètre par an⁵⁷.

Assez rare sur des aciers inoxydables comme ceux du circuit primaire et de ses lignes auxiliaires, environ 150 cas ont été recensés dans le monde durant les trente dernières années, aux origines très diverses, pour des réacteurs de type BWR⁵⁸ de tous âges, et sur des circuits primaires et auxiliaires (cf. annexe n° 4). Ces cas présentent un enjeu de sûreté majeur puisqu'ils concernent le circuit fermé à haute pression qui relie le cœur du réacteur aux générateurs de vapeur qui constitue l'une des trois barrières de sûreté empêchant la dispersion des produits radioactifs. Le haut niveau d'exigence de sûreté nucléaire en France, en particulier s'agissant de l'intégrité des circuits primaires et auxiliaires, a conduit à privilégier la remise en l'état d'origine, c'est-à-dire le remplacement systématique et complet des portions de tuyauteries affectées.

2.1.1.2 Une réaction d'EDF rapide et, selon l'ASNR, proportionnée aux enjeux de sûreté

Face à ce constat, EDF a décidé d'arrêter de manière préventive le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Civaux dès le mois de novembre 2021, en avance sur son calendrier d'arrêt décennal, afin de procéder à des contrôles anticipés. Ces contrôles ont mis en évidence la présence d'anomalies similaires. Craignant la présence d'un défaut générique sur l'ensemble des réacteurs du palier 1 450 MW, EDF a décidé la mise à l'arrêt préventive des deux réacteurs de la centrale de Chooz B dès le mois de décembre 2021, en plus des deux réacteurs de la centrale de Civaux, décisions estimées « *satisfaisante(s) du point de vue de la sûreté* » selon l'IRSN⁵⁹.

Au total, EDF a décidé d'arrêter ou de prolonger l'arrêt d'une quinzaine de réacteurs⁶⁰ de tous les paliers, afin d'effectuer des contrôles complémentaires et d'engager un plan d'investigation. Le tableau n° 14 de l'annexe n° 4 résume la séquence décisionnelle qui a suivi la détection du phénomène, et met en évidence une réaction rapide et déterminée de l'exploitant, en particulier à travers les décisions d'arrêts préventifs, le dialogue continu avec les autorités de sûreté, la concertation interne du comité de sûreté nucléaire en exploitation (CSNE) et l'information à l'ensemble des parties prenantes – dont les marchés de l'énergie. Au mois de juillet 2022, l'ASNR a indiqué que « *la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés*⁶¹ ».

2.1.1.3 Un traitement de la crise en deux temps, à l'appui d'un procédé innovant

Le traitement de la crise de la CSC s'est déroulé en deux temps. D'abord le temps de l'urgence a été centré sur la compréhension du phénomène, de son étendue, et la standardisation des réparations nécessaires au redémarrage rapide des réacteurs arrêtés. Il a conduit à des arrêts

⁵⁷ En France, les tuyauteries concernées ont 30 millimètres d'épaisseur (diamètre) et les fissures engendrées par la CSC atteignent une profondeur « limitée », entre 0,75 et 5,6 millimètres. La plus grosse fissure de corrosion sous contrainte détectée, sur un réacteur de Penly, mesure plus de 20 mm de profondeur.

⁵⁸ Réacteurs à eau bouillante (*Boiling Water Reactor*)

⁵⁹ IRSN, *Détection de fissures sur des tuyauteries du système d'injection de sécurité des réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale nucléaire de Civaux*, note d'information, décembre 2021.

⁶⁰ Les 4 réacteurs de type N4 et les 12 réacteurs de type P4 se sont révélés les plus sensibles à la CSC (ASN, *rapport annuel 2022*).

⁶¹ ASN, *Phénomène de CSC affectant les réacteurs électronucléaires*, communiqué de presse, 2022.

ou à des prolongations d'arrêts importants. Puis, le second temps a permis d'industrialiser la séquence de détection et de réparation, et de l'intégrer aux calendriers de maintenance courante d'EDF, afin de conserver un niveau de production optimal sur le parc.

La bascule entre les deux périodes s'est opérée entre les mois de novembre 2022 et de mai 2023. D'une part la conception et la mise au point accélérée d'un procédé de détection innovant, par ultrason amélioré (UTa) a permis aux équipes d'EDF de s'affranchir d'un découpage et d'un examen systématiques des tronçons en laboratoire, accélérant considérablement la détection et la qualification du phénomène. D'autre part, l'ASN et l'IRSN ont validé une approche visant à décaler la réparation de certains défauts jugés temporairement acceptables, pour l'intégrer aux calendriers de maintenance, plutôt que d'intervenir dès leur découverte. Le déroulement de ces deux périodes, de leur charnière et du procédé de détection par UTa est présenté en annexe n° 4.

Au cours de cette période, il est apparu que l'évolution des moyens de détection ayant permis de progresser vers l'infiniment petit⁶², des défauts préexistants et jusqu'alors invisibles dans la matière devenaient détectables, en particulier sur des tuyauteries réputées conforme à l'exigence d'intégrité prévue par la réglementation. De manière plus générale, l'exploitant estime que l'existence de marges dans la réglementation vise à couvrir des zones d'incertitudes que les progrès techniques permettent de réduire progressivement. Or la volonté de conserver dans la durée ces mêmes marges, alors même que l'incertitude se réduit sous l'effet des progrès techniques – la relaxation de ces marges pouvant donner l'impression de réduire le niveau d'exigence – apparaît paradoxale et difficilement soutenable dans la durée. C'est pourquoi la Cour recommande qu'un travail conjoint entre l'exploitant et l'ASNR soit engagé sur ces aspects.

Recommandation n° 2. (EDF, ASNR, 2026) : examiner conjointement les cas où l'amélioration des techniques de détection permettant de rendre visibles des imperfections préexistantes rend opportun l'adaptation de la réglementation et/ou des règles de sureté de l'exploitant et, le cas échéant, y procéder.

2.1.1.4 L'année 2024 marque la sortie de la période de crise

Rétrospectivement, l'année 2024 a amorcé la phase de sortie de crise. Le traitement de la CSC est désormais intégré à la maintenance courante dans le programme Grand carénage, et à une politique de remplacement préventif, qui n'affecte plus véritablement la production du parc. Le dernier état d'avancement disponible à fin 2024 fait apparaître que 55 réacteurs (sur 56) ont été contrôlés, le dernier réacteur (Paluel 4) le sera lors de sa visite partielle prévue fin mars 2025. En outre, plus de 1 300 soudures ont fait l'objet d'examens non destructifs et d'expertises en laboratoire. À partir de 2026, un nouveau programme de maintenance spécifique viendra renforcer la prévention du risque de réapparition du phénomène. Il prévoit des montants prévisionnels de 107 M€ en 2026, 89 M€ en 2027 et 77 M€ en 2028.

⁶² Les outils modernes permettent de détecter des microfissures ou des inhomogénéités de l'ordre du micromètre et de quelques dixièmes de millimètres de profondeur.

2.1.1.5 Une crise aux origines incertaines

Les origines du phénomène font encore l'objet de recherches et de débats en 2025. Le vieillissement du parc nucléaire ne constitue pas, à lui seul, un facteur déterminant d'apparition de fissures issues de CSC, dans la mesure où une part de ces fissures est apparue à proximité de soudures ayant déjà été refaites par le passé. L'application d'une contrainte mécanique étant nécessaire mais non suffisante, une instruction conjointe d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN, présentée en annexe n° 4, a permis d'écarter les origines liées à l'irradiation, aux polluants, à la sensibilisation de l'acier en milieu oxydant, et à l'écrouissage. En revanche, l'expertise en laboratoire des tronçons découpés a permis de mettre en évidence (i) une localisation dans les zones affectées thermiquement par les soudures ; (ii) l'influence prépondérante de la géométrie des circuits ; (iii) l'influence comparativement plus faible des procédés de soudage ; (iv) l'existence d'une zone de compression dans le métal qui limite voire stoppe les fissures à quelques millimètres ; (v) une propagation lente (par opposition à rupture brutale).

Depuis, le classement des causes n'a pas été modifié. De nouvelles analyses réalisées en 2023 confirment que le facteur prépondérant d'apparition de la CSC demeure la géométrie des lignes (et donc la conception de leur tracé), qui détermine le niveau de contrainte, l'existence d'une réparation préexistante sur une soudure de grande profondeur étant un facteur de second ordre.

En 2024 et 2025, deux nouvelles hypothèses sont apparues et font l'objet de recherches et de débats : (i) d'une part, l'usure et les contraintes mécaniques indirectement induites par les ajustements fréquents de la production des réacteurs pour suivre les variations de la demande ; (ii) d'autre part, les variations de température dans les circuits incriminés, susceptibles de produire un phénomène de stratification thermique à l'intérieur du matériau. En parallèle, EDF a lancé une étude sur les causes de la CSC, afin de mieux comprendre les paramètres influençant l'apparition et la propagation des fissures dues à ce phénomène. Les résultats de cette étude sont attendus pour la fin de l'année 2025.

2.1.1.6 Comme première conséquence, une chute drastique de la production en 2022

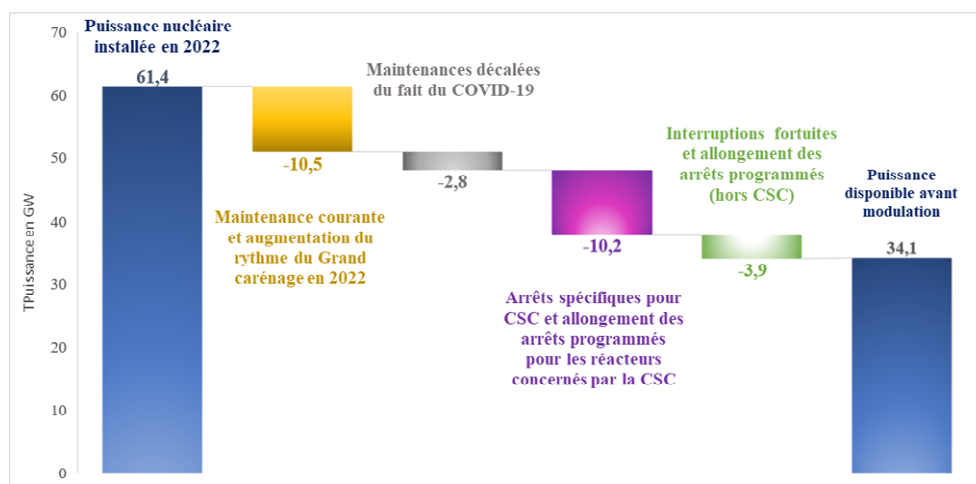
Le niveau de production du parc a connu une chute brutale en 2022, atteignant à peine 279 TWh. EDF évalue à environ 90 TWh la perte liée à la seule CSC. Cet ordre de grandeur est confirmé par le calcul : rapportée à la moyenne de 2016 à 2019 – soit 374,5 TWh⁶³ –, la baisse est de 95,5 TWh en volume soit environ un quart de la production du parc (25,5 %). Dans son bilan électrique 2022, RTE estime que « *la disponibilité du parc nucléaire a été historiquement basse tout au long de l'année conduisant au niveau de production le plus faible depuis 1988* », en baisse de l'ordre de 30 % par rapport à la moyenne de production des vingt dernières années. L'impact de la crise de la CSC se poursuit en 2023 alors que la reprise du niveau de production (320,4 TWh) reste en deçà de 54,1 TWh de cette moyenne (soit 14,5 %).

Par ailleurs, une part de la perte de production en 2022 résulte également des conséquences de la crise du Covid sur la désorganisation des calendriers des arrêts (cf. *infra*). Dans son bilan électrique 2022, RTE distingue la perte imputable à l'épidémie de celle issue de

⁶³ Correspondant à la moyenne de production sur la période 2016-2019, hors Fessenheim, et dont le calcul est présenté en annexe n° 4.

la CSC. Comme le montre le graphique suivant, sur l'ensemble de la perte de disponibilité en 2022, la part qui relève du Covid représente environ 10 % quand celle qui relève de la CSC représente environ 37 %.

Graphique n° 7 : facteurs explicatifs de l'indisponibilité nucléaire en 2022 (en GW)



Source : Cour des comptes d'après le bilan électrique 2022 de RTE

2.1.1.7 Comme deuxième conséquence, un coût global massif pour EDF dû aux pertes de production

Au-delà des surcoûts engendrés par les opérations de contrôle, de qualification et de réparation, évalués à 1,282 Md€₂₀₂₂ pour la période 2022-2025, l'impact financier pour EDF s'est surtout traduit par une perte d'exploitation particulièrement importante avec le recul de la production nucléaire, alors même que les prix de marché de l'énergie ont augmenté face à la baisse soudaine de la production.

À l'occasion de la publication de ses résultats financiers pour 2022, EDF avait déclaré : « le recul de la production nucléaire, essentiellement lié aux contrôles et réparations de la corrosion sous contrainte, a un impact estimé à -29,1 milliards d'euros en EBITDA, compte tenu des achats rendus nécessaires dans un contexte de prix de marché très élevés »⁶⁴.

À la demande de la Cour, EDF a produit une estimation de l'impact sur l'EBITDA du groupe de la diminution de la production nucléaire liée à la CSC de 2021 à 2024. Celle-ci atteindrait selon EDF 34,4 Md€. Toutefois, cette estimation, qui valorise les volumes de pertes de production annuelle au prix spot moyen de l'année ne traduit pas la réalité du processus d'achats et de ventes d'électricité qui s'effectue très largement à terme. En outre, le chiffrage d'EDF pour les années 2021 et 2023 est éloigné de la réalité car il repose sur une moyenne annuelle des prix de marchés *spot*, or : pour 2021, les pertes de production concernent les seuls mois de novembre et décembre ; pour 2023, EDF anticipait en 2022 un déficit de production,

⁶⁴ EDF, communiqués de presse du 17 février 2023 et du 21 février 2025. L'EBITDA des activités de production et de commercialisation d'électricité en France (hors EDF Renouvelables) a atteint 7,394 Md€ en 2021, -23,144 Md€ en 2022, 24,677 Md€ en 2023 et 20,950 Md€ en 2024.

sans en connaître toutefois l'ampleur, et a donc couvert une partie de ses positions dès 2022, par des achats à des prix nettement supérieurs aux prix *spot* ensuite constatés en 2023.

Aussi, à partir d'hypothèses alternatives qui restent prudentes⁶⁵, la Cour a réalisé une estimation, dont le résultat est déjà supérieur de 4 Md€ à celui d'EDF (soit un total de 38,4 Md€ pour ces quatre années en sus des surcoûts de travaux précités pour 1,282 Md€). Si EDF ne fait pas sienne cette estimation, sans apporter d'arguments ; la Cour estime que sa propre estimation rend compte du caractère sous-estimé de l'impact qui lui a été communiqué par EDF, essentiellement en ce qui concerne l'année 2023.

En tout état de cause, ces estimations restent conventionnelles et ne neutralisent pas l'impact majeur de cette crise sur les prix de marché eux-mêmes. Elles sont par ailleurs établies indépendamment d'autres effets indirects (effet prix pour les autres activités de production électrique, effet sur le mécanisme de capacité, etc.). Elles illustrent toutefois l'impact considérable qu'a occasionné ce défaut générique pour l'exploitant. Un impact de -38,4 Md€ peut être rapproché de l'EBITDA cumulé du groupe EDF enregistré sur la période 2021-2024, à savoir 89,5 Md€, ou de celui imputable aux seules activités de production et de commercialisation d'électricité en France (hors EDF Renouvelables) qui a été limité à 29,9 Md€ sur la même période. Cet impact négatif représente 8 % du chiffre d'affaires du groupe pour la période 2021-24 et 21 % pour le seul exercice 2022.

2.1.2 La crise du Covid : un aléa sanitaire surmonté de manière efficace

2.1.2.1 Un bouleversement du calendrier des arrêts de tranche dans la durée

Le confinement⁶⁶ et la mise en place de mesures sanitaires consécutives à la pandémie de Covid 19 ont conduit EDF, dès le mois de mars 2020, à limiter ses activités de maintenance aux opérations essentielles sur les installations de production du parc nucléaire, comme la Cour a déjà eu l'occasion de le constater⁶⁷, soulignant alors la « *bonne réactivité [des différents acteurs] face à l'urgence* ».

L'allongement significatif des calendriers de maintenance qui s'en est suivi a eu deux conséquences majeures. À court terme, les marges initialement prévues pour l'hiver 2020-2021 ont été rapidement consommées, faisant craindre, dès le début de la crise, un risque majeur concernant la sécurité d'approvisionnement du système électrique français s'il devait être confronté à une vague de froid. Face à ce risque, et concernant le champ des activités de maintenance du parc nucléaire, EDF a principalement utilisé deux leviers : (i) d'une part, le décalage dans le temps des arrêts de tranche, afin de réduire la charge de maintenance sur les équipes concernées (cf. *infra*) ; (ii) d'autre part, l'allongement de ces mêmes arrêts de tranche

⁶⁵ La Cour a valorisé les pertes de production pour l'année 2021 sur la base du prix de marché *spot* moyen des mois de novembre et décembre et a valorisé les pertes de production de 2023 pour partie au prix de marché *spot* moyen de 2022 (traduisant l'hypothèse d'achat dès 2022 pour livraison 2023) et pour partie au prix de marché *spot* moyen de 2023.

⁶⁶ Pour rappel, 1^{er} confinement national du 17 mars au 11 mai 2020 ; deuxième confinement national du 30 octobre au 15 décembre 2020 ; troisième confinement national du 3 avril au 3 mai 2021.

⁶⁷ Cour des comptes, *L'approvisionnement en électricité durant la crise sanitaire*, rapport public annuel 2022.

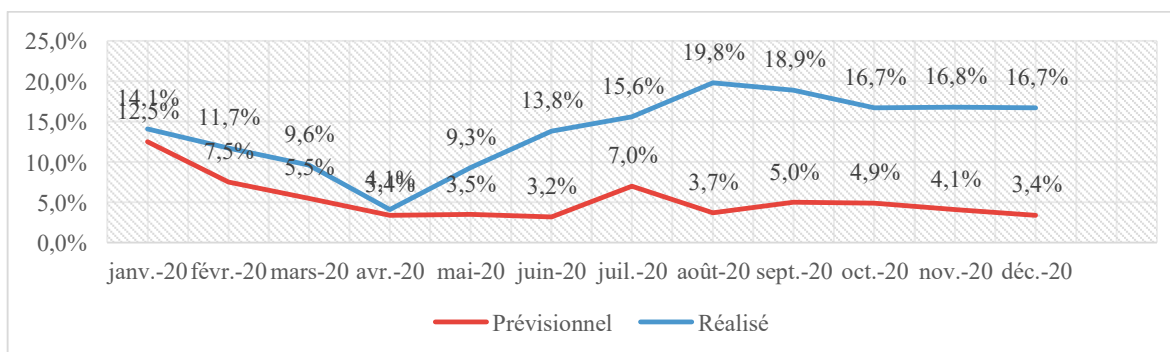
afin d'économiser du combustible nucléaire et de garantir ainsi le passage de l'hiver⁶⁸. À titre illustratif, EDF a ainsi procédé à un premier décalage de 25 arrêts dès le mois de mars 2020, censés débiter pendant la période de confinement, complété par d'autres décalage et suppressions d'arrêts. À moyen terme, la désorganisation complète du planning prévisionnel des arrêts de tranche qui en a résulté a nécessité une « *remise à plat du programme d'arrêts de tranches* »⁶⁹ sur une période de cinq ans, compte-tenu de leur caractère pluriannuel. Ce travail a été effectué entre la division de la production nucléaire et la direction chargée de l'optimisation économique des ventes d'électricité d'EDF dans le cadre des processus de planification interne. Comme la Cour l'a déjà souligné dans son analyse précitée sur l'approvisionnement en électricité durant la crise sanitaire, cette réorganisation a constitué une réussite opérationnelle.

2.1.2.2 Une réaction adaptée et proportionnée aux enjeux de sûreté et de production

Au total, dans les jours qui ont suivi le confinement, EDF a pris trois décisions-clé : (i) limiter et de prioriser les activités de maintenance aux opérations essentielles pour les arrêts courts, afin de réduire la charge de travail des équipes d'astreinte ; (ii) identifier les arrêts de tranche prioritaires et reporter les autres arrêts programmés les plus proches afin d'économiser du combustible ; (iii) étirer le calendrier de programmation de la campagne pluriannuelle d'arrêts, nécessitant dans certains cas une demande d'aménagement auprès de l'ASNR.

Le graphique suivant illustre les conséquences de ces décisions sur les taux d'indisponibilité du parc, avec un point de divergence très net entre prévisionnel et réalisé, dès le mois d'avril 2020.

Graphique n° 8 : taux d'indisponibilité pour prolongations d'arrêts et pour fortuits



Note de lecture : ce taux d'indisponibilité pour prolongations intègre la part liée aux effets diffus de la crise sanitaire (ralentissement des activités et accès aux sites ; application des mesures barrières ; limitation du nombre de personnels dans certains locaux, etc.).

Source : données EDF

⁶⁸ EDF, *Conséquence de la crise sanitaire du Covid-19 sur la production nucléaire en 2020 et sur l'hiver prochain*, note d'analyse, avril 2020.

⁶⁹ EDF, *Point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19*, communiqué de presse, mars 2020.

2.1.2.3 Une inflexion de la production en 2020 et 2021 aux effets financiers limités

Le niveau de production du parc nucléaire s'est établi à 335,4 TWh en 2020 et à 360,7 TWh en 2021, en repli par rapport à la moyenne observée sur la période précédente (364,5 TWh entre 2016 et 2019, hors production des deux réacteurs de Fessenheim).

Lors de ses travaux précédents sur les conséquences de la crise sanitaire, la Cour avait observé que la perte de production imputable à la crise sanitaire pour l'année 2020 s'élevait à 18,9 TWh⁷⁰. En effet, si les pertes brutes de production étaient estimées à 32,9 TWh, la réorganisation réussie des plannings de maintenance avait permis de recouvrer 14 TWh supplémentaires de production.

D'après les éléments analysés alors par la Cour, si le Groupe EDF estimait la baisse d'EBITDA, liée à la crise sanitaire, à 1,5 Md€, cet impact négatif se limitait en réalité à 0,6 Md€ au périmètre de la seule production nucléaire du parc français. En outre, en corrigeant cette baisse des effets de réorganisation des plannings et des effets prix associés au mécanisme de capacités, l'impact sur l'EBITDA était limité à environ 0,1 Md€.

Dans le cadre du présent contrôle, la Cour a sollicité EDF pour produire des estimations de la perte de production et de l'impact financier associée à la crise sanitaire en 2021. EDF évalue ce dernier à 0,6 Md€, sans que le détail de cette estimation n'ait été fourni.

Il apparaît donc que le coût financier lié à la crise sanitaire est limité pour la production nucléaire, même si la désoptimisation des plannings de maintenance a eu des effets durables, allant au-delà des seules années 2020 et 2021⁷¹.

2.1.3 **Un excès de carbone dans l'acier : la mise en cause de certains équipements**

2.1.3.1 Un défaut de fabrication qui met en cause l'un des principaux sous-traitants d'EDF

Fin 2014, EDF a détecté des défauts de fabrication sur des pièces forgées à l'usine du Creusot, appartenant à AREVA NP, et notamment une concentration en carbone plus élevée qu'attendue⁷² sur certaines zones de l'acier du couvercle et du fond de cuve du réacteur de Flamanville 3. Ces écarts par rapport aux exigences réglementaires en vigueur ont mis en évidence un phénomène de ségrégation carbone (cf. encadré *infra*) et des essais mécaniques réalisés de manière incorrecte au sein du laboratoire de l'usine.

⁷⁰ Cour des comptes, *L'approvisionnement en électricité durant la crise sanitaire*, rapport public annuel 2022.

⁷¹ Dans ses facteurs explicatifs de l'indisponibilité du parc en 2022, RTE identifie une part de 2,8 GW (en moyenne annuelle) liée aux maintenances décalées du fait du Covid-19.

⁷² Par rapport aux critères de l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN).

Le phénomène de ségrégation du carbone

La ségrégation du carbone correspond à la formation d'une hétérogénéité chimique lors de la fabrication de l'acier, au moment de son refroidissement. Si la teneur en carbone est recherchée pour augmenter la dureté des aciers, elle en diminue également certaines caractéristiques mécaniques comme la ténacité ou la résilience, susceptibles de rendre l'acier plus cassant. En cas de concentration trop importante, la zone concernée peut présenter une résistance à la propagation de fissures plus faible qu'attendue, et notamment augmenter les risques de fissuration lors des opérations de soudage. Phénomène naturel bien connu des métallurgistes et des forgerons, la ségrégation carbone doit normalement être éliminée de la pièce finale lors des opérations de forgeage. Des mesures palliatives sont systématiquement mises en œuvre au moment de la forge de l'acier pour limiter ce phénomène.

2.1.3.2 Un programme d'investigation qui révèle une étendue importante

Dès la détection de ces écarts, EDF a demandé à AREVA de mener une analyse exhaustive sur l'ensemble des équipements du parc en exploitation, comportant des pièces de forge, soit environ 1200 pièces réparties sur 58 réacteurs. Ces recherches menées dans le courant des années 2015 et 2016 ont mis en évidence un phénomène de ségrégation carbone touchant les fonds primaires⁷³ de 46 générateurs de vapeur⁷⁴ installés sur 18 unités de production du parc nucléaire en exploitation, fabriqués par Creusot Forge (20 générateurs de vapeur concernés) et leur sous-traitant japonais *Japan Casting and Forging Corporation* (JCFC – 26 générateurs de vapeur concernés), pour le compte d'AREVA NP. Un schéma en annexe n° 5 représente les zones incriminées.

2.1.3.3 Un plan d'action qui a permis de poursuivre une exploitation sûre des réacteurs

Les premières estimations ont montré que l'existence de marges permettait de poursuivre en toute sûreté l'exploitation des réacteurs. Aucun remplacement systématique n'a été exigé mais des inspections renforcées ont été mises en place. Ainsi, pour confirmer ces estimations, EDF a réalisé des examens approfondis, à l'appui de contrôles par ultrasons⁷⁵ et de mesures du taux de carbone⁷⁶ en différents points des fonds des générateurs de vapeur en question. AREVA NP a également effectué des contrôles non destructifs sur ces mêmes fonds. L'ensemble des opérations de contrôles ont été réalisés lors des arrêts de tranche programmés des réacteurs concernés, conduisant parfois à leur prolongation. Les données recueillies ont permis de produire des dossiers de justification de la tenue à la rupture brutale de chacun de ces fonds.

⁷³ Le fond primaire est un composant en acier qui a la forme d'une portion de sphère située à la base du générateur de vapeur. Il permet de confiner l'eau du circuit primaire.

⁷⁴ Un générateur de vapeur (GV) est un échangeur thermique entre l'eau du circuit primaire, portée à haute température (320 °C) et à pression élevée (155 bars) dans le cœur du réacteur, et l'eau du circuit secondaire qui se transforme en vapeur et alimente la turbine. Il est un élément important de la sûreté dans la mesure où il constitue une partie de la seconde et de la troisième barrière de confinement.

⁷⁵ Permettant la recherche de défauts métallurgiques.

⁷⁶ Par spectrométrie mobile.

Ces examens ont permis de redémarrer, après approbation par l'ASNR⁷⁷, d'abord 12 puis 18 réacteurs concernés par la problématique à compter du 13 mars 2017. De manière complémentaire, et en collaboration avec l'ASNR et EDF, AREVA NP a lancé un vaste programme d'essais mécaniques et chimiques de long terme sur des pièces représentatives⁷⁸ de celles installées sur le parc en exploitation, afin de mieux caractériser les propriétés du matériau concerné par les défauts et conforter les marges dans les études produites.

Au total, le traitement de la crise à travers les plans d'action interne et externe et le dialogue continu et maintenu avec les autorités de sûreté, ont démontré la capacité d'EDF à surmonter la crise de manière efficace. Aucune évaluation des conséquences financières de cette question n'a été produite par EDF.

2.1.3.4 Des suites qui montrent la nécessité d'une vigilance constante

Cette crise a également montré des failles dans les contrôles qualité réalisés par les sous-traitants de l'usine du Creusot, entachant en partie la crédibilité de la filière nucléaire en France. L'audit déclenché en 2015 à la suite de l'anomalie de l'EPR a révélé l'existence de « dossiers barrés »⁷⁹, documents internes à AREVA NP et son usine du Creusot, mettant en évidence des irrégularités dans le suivi qualité des fabrications. Ces irrégularités portaient notamment sur des falsifications de résultats d'essais et des non-conformités non signalées, pour un spectre plus large de pièces que celles concernées par le phénomène de ségrégation carbone (cuves, générateurs de vapeur, tuyauteries). Informé dès le mois d'avril 2016, EDF a mis en place une surveillance rapprochée de l'analyse faite par AREVA NP des dossiers concernant les pièces destinées au parc nucléaire français. Mi-octobre 2016, EDF a indiqué à l'ASNR avoir terminé la caractérisation des dossiers barrés portant sur les réacteurs en fonctionnement, et confirmé que les 89 irrégularités identifiées n'avaient pas de conséquence sur la sûreté des réacteurs concernés.

Les deux affaires ont en commun le sous-traitant (AREVA NP devenu Framatome en 2018⁸⁰), le lieu géographique (l'usine AREVA du Creusot), l'origine (l'anomalie de la cuve de l'EPR de Flamanville en 2014) et une insuffisance dans le suivi des processus au Creusot. En revanche, elles diffèrent par la nature du problème (la ségrégation carbone est inhérente au procédé de fabrication alors que les dossiers barrés relèvent d'une faute humaine et organisationnelle), son étendue (les dossiers barrés ont affecté moins de pièces critiques mais sur une gamme plus large) et sa temporalité (la ségrégation carbone est une conséquence de procédés de fabrication anciens quand les dossiers barrés couvrent des pratiques frauduleuses récentes). Leurs conséquences diffèrent également en ce que la ségrégation carbone est le symptôme d'un défaut industriel structurel qui a nécessité des analyses techniques approfondies, alors que les dossiers barrés sont la preuve de dissimulations ponctuelles qui ont entraîné une crise de confiance, avec une dimension judiciaire.

⁷⁷ ASN, *anomalie de la concentration en carbone de l'acier : après contrôle, l'ASN a autorisé les réacteurs concernés à redémarrer*, note d'information, 13 mars 2017.

⁷⁸ Pièces dites « sacrificielles ».

⁷⁹ Les dossiers concernés avaient été marqués à l'époque d'une ou de deux barres.

⁸⁰ Le 4 janvier 2018, New NP, filiale d'AREVA NP, devient Framatome, une filiale du Groupe EDF.

Dès l'année 2015, AREVA NP a lancé un vaste plan d'amélioration⁸¹ (audits, renforcement des procédures et investissements). EDF a également renforcé – bien que tardivement – ses processus de contrôle qualité et de surveillance des fournisseurs pour prévenir le retour de telles pratiques (cf. partie 3.2.3 relative à la maîtrise des risques de fraude).

2.2 Des contraintes structurelles multiples, limitant la performance

La maîtrise des arrêts de tranche constitue un défi permanent pour EDF (2.2.1), face à l'addition des contraintes structurelles complexes à maîtriser (2.2.2), que les plans et réformes adoptés avant le lancement du programme START n'ont pas permis de résorber (2.2.3).

2.2.1 Une maîtrise des arrêts de tranche qui demeure un défi permanent

2.2.1.1 Une maîtrise des arrêts au cœur de la performance du parc

La maîtrise des arrêts de tranche est le déterminant central de la performance du parc nucléaire en exploitation. En effet, l'écart entre la production réelle du parc et sa puissance maximale installée dépend essentiellement de trois paramètres : (i) la durée des arrêts de tranche programmés, pour la réalisation d'opérations de maintenance spécifiques (cf. encadré *infra*) ; (ii) l'impact des événements fortuits en phase de production, ces derniers étant limités par les programmes de maintenance préventive ; (iii) la modulation du réseau électrique⁸², fonction de la demande, qui détermine la variation des appels de puissance, à la hausse ou à la baisse.

C'est pourquoi, en exploitation normale – et hors variables externes telles que les crises exposées au 2.1 –, la durée des arrêts de tranche est le principal déterminant de la performance industrielle du parc dans son ensemble. C'est aussi pourquoi l'activité d'une centrale nucléaire tourne majoritairement autour de ces arrêts et de leur réussite.

Les arrêts de tranche

On distingue deux phases dans l'exploitation d'un réacteur nucléaire : (i) la phase de production – ou « tranche en marche » –, qui correspond à la phase de production d'électricité, et qui dure en moyenne 12 à 18 mois ; (ii) la phase d'arrêt du réacteur – ou « arrêt de tranche » –, souvent effectuée en période estivale lorsque la demande d'électricité est la plus faible, et qui permet de réaliser de multiples opérations de maintenance. Il existe trois types d'arrêts de tranche qui ont chacun leur utilité, fréquence et durée, et qui se déroulent sous le contrôle de l'ASNR⁸³ :

⁸¹ Il a concerné environ 9 000 dossiers de fabrication, parmi lesquels 1 600 concernent les dossiers de fabrication des composants équipant le parc en exploitation.

⁸² Cette dernière, pilotée par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), permet d'assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande, avec des appels de production à la hausse ou à la baisse, et de réaliser des arbitrages entre les divers moyens de production.

⁸³ L'ASNR exerce un contrôle par sondage sur l'ensemble des arrêts, quel que soit leur type. Compte tenu des enjeux des opérations réalisées et de leur durée, l'ASNR réalise davantage d'inspections lors des VD.

- (i) L'arrêt pour simple rechargement (ASR), qui dure environ 35 jours et permet le rechargement du combustible. Il coïncide avec les calendriers de production et se déroule tous les 12 à 18 mois. Il compte entre 4 000 et 7 000 activités ;
- (ii) La visite partielle (VP), effectuée en alternance avec l'ASR, qui permet d'effectuer des opérations de contrôle et de maintenance, en plus de permettre le rechargement en combustible. Suivant le nombre d'opérations programmées – en général entre 10 000 et 14 000 – elle peut durer de 60 à 90 jours ;
- (iii) La visite décennale (VD), qui se déroule tous les 10 ans, et permet de prolonger pour 10 années l'exploitation du réacteur. Elle permet la réalisation d'opérations de contrôles réglementaires approfondies et de tests techniques majeurs (épreuve hydraulique pour contrôler l'efficacité du circuit primaire ; inspection robotisée de la cuve réacteur pour contrôler l'intégrité des soudures et du revêtement ; épreuve permettant de tester la résistance de l'enceinte béton). Elle peut durer jusqu'à 180 jours et compter de 15 000 à 20 000 activités, même si, en pratique, pour des raisons de disponibilité du parc, les améliorations issues des réexamens périodiques peuvent être fractionnées et étalées sur plusieurs arrêts.

2.2.1.2 Des difficultés persistantes dans la maîtrise des durées d'arrêts

L'évolution des durées normatives⁸⁴ par type d'arrêt, entre 2014 et 2023⁸⁵, montre une tendance à l'allongement, aussi bien pour les ASR (de 35 à 40 jours soit + 14,2 %), que pour les VP (de 70 à 80 jours soit + 14,3 %) et les VD (de 110 à 180 jours soit + 63,6 %). Ces données communiquées par EDF sont des ordres de grandeur et recouvrent des réalités très différentes, à la fois entre elles (peu de points communs entre un ASR et une VD) et au cours de la période (impact des réformes internes et de facteurs externes à EDF), ce qui ne permet pas d'en tirer des conclusions définitives.

Cependant, le tableau suivant, d'après l'ensemble des données fournies par EDF, reflète la même tendance, en particulier pour les ASR, plus standardisables par nature que les autres types d'arrêt s'agissant des activités de maintenance, et donc plus significantes en termes de maîtrise des durées d'arrêts. Ce constat traduit ainsi un effet de débordement du programme d'activité des VD et des VP vers les ASR, au-delà du renforcement des exigences réglementaires qui affecte tous les types d'arrêts. On note également une dérive des durées d'arrêts des VD3 du palier 1 300 MW par rapport à celles des VD4 du palier 900 MW, et même si ces résultats ont pu être pénalisés par la chute d'un générateur de vapeur à Paluel⁸⁶.

⁸⁴ Les durées normatives reflètent le volume de maintenance courante correspondant. Elles constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser. Elles ont été introduites pour la première fois en 2014, à la fois par type d'arrêt et de palier.

⁸⁵ Cf. le document de référence d'EDF de 2014 (p. 50) et le document universel d'enregistrement de 2023 (p. 25).

⁸⁶ Le 31 mars 2016, EDF a informé l'ASN de la chute en cours de manutention d'un générateur de vapeur dans le bâtiment du réacteur 2 de la centrale de Paluel. Le réacteur était à l'arrêt depuis le mois de mai 2015.

Tableau n° 4 : évolution des durées moyennes d'arrêts de tranche sur la période 2014-2024 (en jours)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (p)
Visites décennales (VD)	174	348	229	194	202	276	235	326	345	298	188
<i>Nombre de VD</i>	<i>7</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>5</i>
Palier 900 MW _e	197	154	257	146	208	214	275	227	277	298	193
VD3	197	154	257	146	208	223	216				
VD4						205	304	227	277	298	193
Palier 1 300 MW _e	118	930	188	217	199	341	204	427	687		169
VD2	118										
VD3		930	188	217	199	341	204	427	687		169
Palier N4						144	180	523	276		
VD2						144	180	523	276		
Visites partielles (VP)	83	83	128	96	91	107	131	124	163	139	110
<i>Nombre de VP</i>	<i>18</i>	<i>22</i>	<i>22</i>	<i>22</i>	<i>20</i>	<i>22</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>20</i>	<i>17</i>	<i>16</i>
Palier 900 MW _e	79	80	143	91	92	101	123	108	114	142	106
Palier 1 300 MW _e	81	87	86	97	83	123	137	194	180	133	123
Palier N4	105	88		115	89		186	195	338		90
Arrêts pour simple rechargement (ASR)	43	37	59	57	52	72	64	69	111	68	52
<i>Nombre d'ASR</i>	<i>23</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>15</i>	<i>14</i>	<i>19</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>14</i>
Durée moyenne des arrêts de tranche	77	85	107	86	83	122	122	132	174	136	98

Note de lecture : seuls les arrêts avec couplage réalisé au réseau sont pris en considération. Les résultats de l'année 2024 sont provisoires. s.

Source : EDF

Le tableau suivant présente les dépassements d'arrêts au cours de la même période. Si la tendance haussière des durées d'arrêts peut en partie dépendre de facteurs extérieurs au parc, la progression de ce dépassement, lui, traduit bien, pour les arrêts pour simple rechargement (ASR) et les visites partielles (VP), moins sensibles aux facteurs externes que les visites décennales (VD), les difficultés croissantes d'EDF à maîtriser les durées d'arrêts programmés. Le dépassement moyen constaté atteint 19 jours pour les ASR et 33 jours pour les VP, sur la période. Il est doublé pour les ASR et triplé pour les VP dans le même temps.

Tableau n° 5 : évolution des écarts observés entre les durées prévisionnelles d'arrêt de tranche communiquées aux marchés et les durées d'arrêt réelles pour la période 2014-2024 (en jours)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (p)
Visites décennales (VD)	21	206	81	34	40	116	68	149	172	86	-1
<i>Nombre de VD</i>	7	4	5	3	4	7	6	7	6	6	5
Palier 900 MWe	23	48	102	20	44	67	108	45	97	86	2
VD3	23	48	102	20	44	108	76				
VD4						25	124	45	97	86	2
Palier 1 300 MWe	15	680	51	40	39	168	24	242	516		-9
VD2	15										
VD3		680	51	40	39	168	24	242	516		-9
Palier N4						8	34	378	131		
VD2						8	34	378	131		
Visites partielles (VP)	10	12	60	29	26	29	46	33	71	38	16
<i>Nombre de VP</i>	18	22	22	22	20	22	16	17	20	17	16
Palier 900 MWe	13	17	79	28	29	25	43	22	27	54	18
Palier 1 300 MWe	6	10	11	21	13	39	42	86	82	10	18
Palier N4	8	-9		47	16		91	86	243		-9
Arrêts pour simple rechargement (ASR)	6	4	21	22	14	36	22	16	51	14	3
<i>Nombre d'ASR</i>	23	21	22	19	20	15	14	19	13	14	14
Retard moyen sur les arrêts de tranche	10	25	45	26	22	45	40	44	80	37	8

Note de lecture : seuls les arrêts avec couplage réalisé au réseau sont pris en considération. Les résultats de l'année 2024 sont provisoires.

Source : EDF

2.2.2 Une addition de contraintes structurelles difficile à maîtriser

2.2.2.1 Un placement des arrêts de tranche à concilier avec l'équilibre complexe du système électrique,

Le placement optimisé des arrêts de tranche est la première des contraintes structurelles auxquelles l'exploitant est confronté, à la fois pour maintenir au plus haut niveau la disponibilité du parc tout en réalisant ses opérations de maintenance dans un temps resserré. Il résulte d'un processus de planification interne complexe, à plusieurs niveaux, appelé DATAREP⁸⁷, qui réunit de nombreux acteurs et qui vise notamment à garantir la production sur le court et long terme (cf. encadré *infra*).

Modalités d'élaboration du DATAREP

Le DATAREP vise à garantir la production du parc nucléaire, en tenant compte de deux objectifs principaux.

Le premier est de répondre, à chaque instant, à l'équilibre entre l'offre et la demande. Il s'agit en particulier de tenir compte de la saisonnalité de la demande pour assurer un niveau de

⁸⁷ DATE des Arrêts de type REP

production adéquat (dimension liée à la sécurité de l'approvisionnement), et de déterminer le placement des arrêts de tranche qui offre le meilleur compromis entre l'optimisation de la production du parc et le coût afférent à sa gestion (dimension économique).

Le second est d'élaborer une planification stratégique pour l'exploitation du parc à moyen et long termes, conforme aux ambitions de production d'EDF et tenant compte de la diversité des aléas et contraintes rencontrés sur le parc. Il s'agit à la fois de donner la visibilité nécessaire aux unités de production (centrales nucléaires), aux programmes internes en cours (Grand carénage, START 2025), aux ingénieries pour la programmation de leurs activités et à la division du combustible nucléaire pour ses achats d'assemblage combustible et ses opérations de maintenance en bâtiment combustible. Il s'agit également d'anticiper les futures contraintes d'exploitation du parc.

Son élaboration réunit de nombreux acteurs au sein d'EDF, à la fois pour valider les placements d'arrêts de tranche, en étudier les variantes, valider les durées de cycles, sécuriser les hypothèses de court et long terme, tenir compte des contraintes spécifiques d'exploitation, planifier et répartir les travaux de maintenance, y compris ceux concernant le combustible nucléaire. Elle débouche sur deux planifications stratégiques pluriannuelles glissantes, de respectivement 5 et 10 ans, réévaluées tous les ans.

Le placement des arrêts s'effectue à partir d'outils de modélisation, récemment évalués comme « *performants, maintenus et développés en continu* » dans un rapport d'audit externe⁸⁸. Pour autant, l'audit identifie deux leviers d'optimisation complémentaires : (i) la gestion du chargement d'assemblages neufs de combustible pour programmer des durées de cycle différenciée et optimiser le placement des arrêts, et (ii) l'allongement des cycles de fonctionnement des réacteurs du palier 900 MW vers 16 mois au lieu de 12 afin d'en diminuer le nombre d'arrêts. Il identifie également la fiabilité de la donnée utilisée pour la programmation des interventions de maintenance comme levier d'amélioration de la performance.

Par ailleurs, la modulation de puissance (cf. encadré ci-dessous) est également un paramètre de placement des arrêts : elle permet non seulement à EDF d'adapter la production à la demande à court terme mais également d'optimiser ses plannings de maintenance et de production à long terme.

Manœuvrabilité des réacteurs et modulation

Singularité française, le parc de réacteurs électronucléaires d'EDF est exploité « en suivi de charge » depuis de nombreuses années, en raison de la place prépondérante de l'énergie nucléaire dans le mix de production électrique. EDF est en effet en mesure de moduler sa production, à la hausse ou à la baisse, en fonction de plusieurs paramètres : (i) la modulation du réseau électrique, pilotée par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), qui réalise des arbitrages entre les divers moyens de production et maintient l'équilibre entre l'offre et la demande (consommation d'électricité) ; (ii) l'enjeu économique pour l'exploitant,

⁸⁸ Egis, Avencore, Consulting4top, Project Value Delivery, *Maîtrise industrielle des arrêts de réacteurs du parc nucléaire d'EDF*, rapport d'audit externe réalisé à la demande de la Ministre de la Transition Écologique, 2022. Ce rapport identifie les difficultés structurelles et les leviers de performance dans la maîtrise des arrêts de tranche.

notamment lorsque les prix de marché sont inférieurs au coût variable ou à la valeur d'usage⁸⁹ de la centrale concernée et qu'il n'est donc pas rentable de produire ; (iii) la gestion optimisée et planifiée des arrêts de tranche et de la consommation du combustible pour l'exploitant, à moyen et long terme.

Les besoins de modulation sont répartis sur plusieurs réacteurs. Chaque réacteur peut réduire sa puissance jusqu'à un seuil minimal, environ 30 % de sa puissance nominale. Au cours d'une campagne d'exploitation (entre deux rechargements de combustibles), chaque tranche passe par différents états qui conduisent, pour des raisons techniques, à ne pas toujours pouvoir atteindre ce minimum. De fait, RTE indique que la puissance minimum moyenne atteignable sur l'ensemble du parc évolue depuis 2016 autour des deux tiers de la puissance nominale des tranches démarrées⁹⁰. Au-delà d'une réduction de puissance, des arrêts très courts, d'une journée ou moins, peuvent également être réalisés.

Selon RTE, les pertes de production associées à la modulation du parc auraient représenté en moyenne 7 % du productible annuel depuis 2016. En 2024, la modulation a été fortement accrue, doublant par rapport à la moyenne des 10 années précédentes selon EDF.

Cette modulation comporte ainsi une dimension économique pour laquelle la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'est assurée⁹¹ de l'absence de comportement de type « rétention de capacité » de la part de l'exploitant, visant à accroître les revenus à court terme au détriment de l'intérêt du système électrique national.

Surtout, la modulation de puissance est contrainte par l'arrivée de nouvelles sources d'électricité renouvelables intermittentes et non pilotables sur le système électrique, qui conduisent EDF à multiplier les variations de charges pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Au-delà de ces aspects, la production d'ENR intermittentes plus compétitives a trois conséquences sur le placement des arrêts : (i) elle réduit la consommation de combustible (qui détermine la durée des cycles), (ii) elle augmente la modulation à la baisse pour EDF (lorsque ces énergies sont en capacité de produire) et (iii) elle multiplie les périodes de modulation à la baisse pour absence de « débouchés économiques » (période de ventes à perte pour l'exploitant, quand la production marginale d'ENR conduit à des prix de marché très faibles).

2.2.2.2 Une tension accrue sur les ressources et les compétences,

EDF a connu un renouvellement générationnel d'ampleur de ses équipes en charge de l'exploitation et de la maintenance du parc nucléaire. Ce renouvellement a provoqué une baisse de l'ancienneté moyenne de ses effectifs et une perte significative d'expérience. Au-delà de son seul périmètre, EDF déplore « *une perte de moyens et de compétences pour les acteurs de la filière nucléaire dans son ensemble, sous l'effet conjugué de la désindustrialisation progressive de la France et des perspectives de décroissance du secteur nucléaire tracées par la précédente programmation pluriannuelle de l'énergie* ». Ces difficultés de recrutement dans la filière, et a

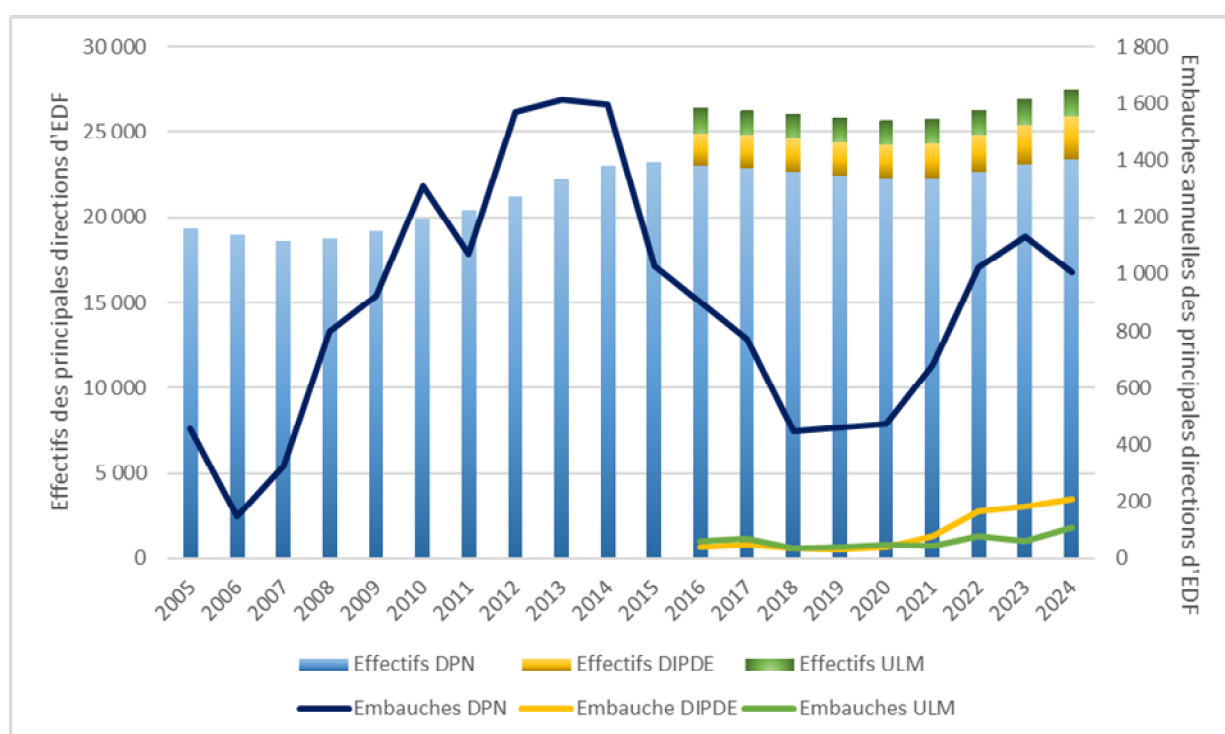
⁸⁹ Les valeurs d'usage reflètent le coût d'opportunité d'économiser du combustible jusqu'au prochain rechargement afin de le conserver pour une production lors des périodes où la consommation est la plus élevée.

⁹⁰ RTE, *Bilan prévisionnel 2023-2035 - 3 - La production et le stockage d'électricité*, 2024 (p.40).

⁹¹ CRE, *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel*, 2022, 2023 (p.11).

fortiori sur certains métiers déjà en tension⁹², ont conduit EDF à solliciter auprès de l'ASNR des délais supplémentaires dans le cadre des opérations relatives aux réexamens périodiques, en 2023⁹³. Le graphique et les tableaux suivants illustrent la dynamique de recrutement dans les principales directions d'EDF intervenant au titre de la maintenance.

Graphique n° 9 : dynamiques de recrutements des principales directions d'EDF concernées par la maintenance et les améliorations du parc en exploitation



Note de lecture : DPN = division de la production nucléaire (effectifs des CNPE et des directions centrales), DIPDE = division de l'ingénierie du parc en exploitation, ULM = unité de logistique et de maintenance. Les données relatives aux effectifs et aux embauches de la DIPDE et de l'ULM ne sont disponibles qu'à partir de 2016.

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

La très forte hausse des recrutements observés au milieu des années 2010 correspond au renouvellement générationnel évoqué *supra* qu'EDF avait anticipé par le biais de « pépinières » afin d'assurer les transferts de compétences. Puis, après une importante décline, dans un contexte où des fermetures de centrales nucléaires étaient évoquées, un rebond des recrutements s'observe depuis 2021-2022. Les projets de recrutement pour la période 2025-2030 sont importants et se reflètent dans l'ensemble de la filière.

Prévisible et non récente, cette question a fait l'objet de mesures d'organisation, de formation et de planification pluriannuelle, y compris dans les programmes START et Cap'Ten

⁹² Comme les soudeurs, mécaniciens ou chaudronniers.

⁹³ Sénat, *Rapport au nom de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050*, encadré page 536, 2024.

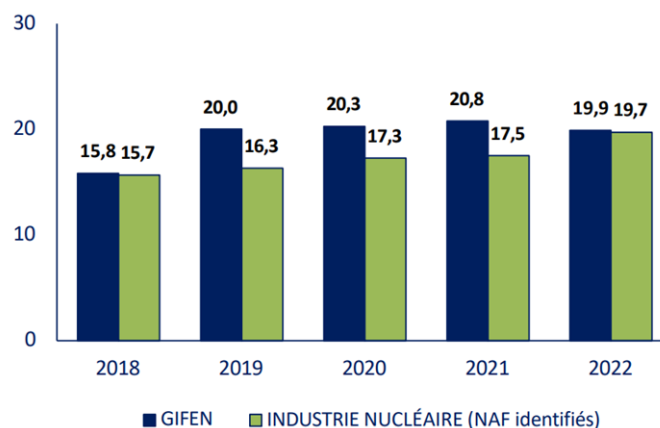
abordés en partie 3, sans que ces mesures puissent être considérées comme pleinement satisfaisantes dans la mesure où les difficultés décrites ci-avant persistent.

2.2.2.3 Un risque de dépendance accrue à la sous-traitance selon l'exploitant et l'ASNR

Le renouvellement générationnel présenté dans la partie précédente a accentué le recours à la sous-traitance, à un point jugé excessif par l'exploitant et l'ASNR, en particulier concernant ses impacts sur la maîtrise des chaînes d'approvisionnement et de fabrication des matériels destinés aux installations nucléaires⁹⁴ : faiblesses récurrentes dans la maîtrise des fabrications et dans la chaîne de sous-traitance ; niveau de culture de sûreté inégal ; contexte de hausse des activités avec le lancement du nouveau nucléaire et le prolongement de la durée de vie du parc. Ce recours a également entraîné une perte de maîtrise de certaines activités critiques (ouverture et fermeture de cuves), une perte de compétence du personnel EDF encadrant les sous-traitants, et partant, une perte d'attractivité pour ces métiers.

Ce constat était plus largement partagé comme l'illustre un rapport parlementaire de 2018⁹⁵ qui déplorait que des « *exploitants devenus dépendants de leurs sous-traitants* », synonyme de « *perte de compétence et de maîtrise technique des exploitants* » et de « *dilution des responsabilités* », et identifiait cette tendance comme une des causes de l'accident de Fukushima. Sans aller jusque-là, cette tendance s'est poursuivie sur la période récente, et dans l'ensemble de la filière comme l'illustre le graphique suivant, qui montre la hausse du poids de la sous-traitance dans le chiffre d'affaires de la filière nucléaire.

Graphique n° 10 : poids de la sous-traitance dans le chiffre d'affaires (%)



Source : GIFEN (groupement des industriels français de l'énergie nucléaire)

⁹⁴ Courrier de l'ASN référencé CODEP-CMX-2023-029958 du 16 mai 2023 relatif au renforcement de la maîtrise des chaînes d'approvisionnement et de fabrication des matériels destinés aux installations nucléaires et la réponse à ce courrier de l'ASN par EDF en date du 29 septembre 2023.

⁹⁵ Assemblée nationale, *Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires*, 2018.

2.2.2.4 Une maîtrise du volume d'activité à rechercher constamment

Résultant de l'effet conjugué de (i) l'amélioration continue du niveau de sûreté des réacteurs, amplifié par un effet de ciseau entre (ii) le vieillissement du parc, (iii) le renforcement continu de la réglementation et (iv) l'intensification du programme « Grand carénage » particulièrement sensible depuis 2016, le volume des travaux programmés et sa maîtrise est une problématique bien identifiée par EDF.

L'approche de l'exploitant par la programmation pluriannuelle du placement des arrêts (DATA REP), l'anticipation systématique d'activités lors des périodes de tranche en marche, précédant les arrêts de tranche et le gel d'un pourcentage d'écart préalable entre les activités programmées et réalisées (10 %) permettent en partie d'y répondre.

Par ailleurs, les gros composants du parc posent à eux seuls des défis spécifiques. C'est le cas de tous ceux qui sont sur le chemin critique du vieillissement du parc, tels que les cuves et les puits de cuve⁹⁶, soumises à un rayonnement intense susceptible de fragiliser l'acier ; les enceintes de confinement, dont la criticité est liée à l'étanchéité ; les équipements internes de cuve⁹⁷, théoriquement remplaçables et soumis aux risques de corrosion ; le circuit primaire principal, soumis au vieillissement thermique ; les câbles électriques, également sensible au vieillissement ; et les générateurs de vapeur, remplaçables. À cet égard, ils font l'objet d'une feuille de route spécifique intitulée « parc pérenne », qui vise à identifier les verrous techniques à lever pour chacun de ces composants, en vue d'une exploitation du parc à long terme (au-delà de soixante ans), et dont les caractéristiques sont présentées en annexe n° 6.

2.2.2.5 Un élargissement continu des exigences réglementaires et des référentiels de sûreté

L'élargissement des exigences réglementaires et des référentiels de sûreté de l'exploitant a deux origines. Technique tout d'abord, compte tenu de la doctrine française d'amélioration continue du niveau de sûreté du parc et d'alignement sur un réacteur de référence, comme cela a été présenté en partie 1.2. À cet égard, le nombre d'essais incompressibles et séquentiels à réaliser en phase d'arrêt augmente continuellement au fil des réexamens périodiques (plusieurs centaines), avec l'ajout d'exigences supplémentaires visant à améliorer la sûreté des installations. À titre illustratif, EDF indique ainsi que « *le nombre d'essais à réaliser sur un réacteur de 900 MW est passé de 450 à 650 entre l'état qui suit sa VD3 et sa VD4* », soit une augmentation de près de 45 % en l'espace de 10 ans.

Ces exigences réglementaires croissantes sont également d'origine environnementale. Si EDF souligne que les contraintes posées par le réchauffement climatique « *conduisent à réduire la puissance ou arrêter un réacteur au-delà d'un seuil de température ou d'étiage* », les référentiels de sûreté sont régulièrement réévalués pour tenir compte des risques d'origine naturelle (température de l'air et de l'eau, niveau marin, risque d'étiage), et en particulier après l'accident de Fukushima, comme le relevait la Cour dans son rapport de 2023⁹⁸. En particulier,

⁹⁶ Structure en béton qui assure le supportage de la cuve.

⁹⁷ Les équipements internes de la cuve comprennent deux sous-ensembles : les équipements internes inférieurs (EII) qui supportent les assemblages combustible (le cœur) et les équipements internes supérieurs (EIS) qui maintiennent les assemblages à leur extrémité supérieure et assurent le guidage des grappes de contrôle. Ils sont constitués d'un grand nombre d'éléments assemblés par soudage ou vissage, avec une précision maximale.

⁹⁸ Cour des comptes, *L'adaptation au changement climatique du parc des réacteurs nucléaires*, 2023.

la Cour soulignait que des tensions sur la ressource en eau sont susceptibles de générer des indisponibilités « *faibles mais croissantes pour le parc nucléaire* ».

Difficile à anticiper et à maîtriser, cette croissance des exigences techniques est identifiée dans un rapport d'audit externe de 2022⁹⁹ comme le principal facteur différenciant entre la performance du parc nucléaire français et celle de ses concurrents étrangers. Plus largement, et face à la gestion de la complexité des exigences techniques, ce rapport préconise une approche similaire à celle suivie par d'autres industries, visant à recenser l'ensemble des exigences techniques (dont les exigences réglementaires, les référentiels d'ingénierie et les règles générales d'exploitation) pour les rationaliser et les clarifier, et coordonner entre elles les initiatives déjà prises en ce sens par l'exploitant.

2.2.2.6 Une qualité de la réalisation jugée encore insuffisante par l'ASN et l'IRSN

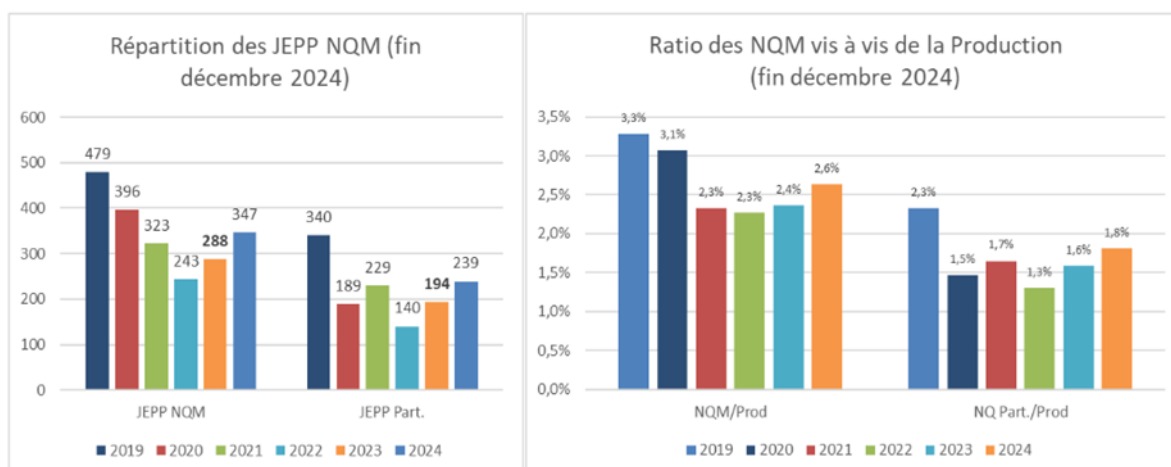
EDF a mis en place depuis 2008 un suivi de la qualité de la réalisation à travers l'indicateur des « non-qualités de maintenance »¹⁰⁰, cette notion incluant les erreurs d'application des documents opératoires ou les gestes techniques réalisés en dehors des règles de l'art. Le bilan des pertes de production supérieures à 0,5 jour équivalent pleine puissance (JEPP)¹⁰¹ ayant pour origine des non-qualités de maintenance, qu'elles soient internes ou le fait de partenaires extérieurs, est présenté dans le tableau ci-dessous, ainsi que son ratio vis-à-vis de la production. Cette évolution récente ne permet pas véritablement de déduire une tendance significative pour cet indicateur, qui reste proportionnel au volume d'activité, lui-même fortement impacté lors des années 2020 à 2023 par les crises de la CSC et du Covid.

⁹⁹ Egis, Avencore, Consulting4top, Project Value Delivery, *Maîtrise industrielle des arrêts de réacteurs du parc nucléaire d'EDF*, rapport d'audit externe réalisé à la demande de la Ministre de la Transition Écologique, 2022.

¹⁰⁰ EDF comptabilise dans les NQM toute erreur commise au cours d'une intervention de maintenance, qu'elle intervienne en phase de préparation, d'exécution ou de requalification (IRSN).

¹⁰¹ EDF estime que coût d'un JEPP perdue par jour et par réacteur est de 1,1 M€ (pour le palier 900MW) ; de 1,6 M€ (pour le palier 1300 MW) et 1,8 M€ (pour le palier N4).

Graphique n° 11 : bilan des pertes de production supérieures à 0,5 jours équivalent pleine puissance (JEPP) ayant pour origine des non-qualités de maintenance



Note de lecture : en 2024, le volume de perte de production atteint 347 Jours équivalent pleine puissance (JEPP) dont 239 sont liés à des non-qualité de maintenance (NQM) de partenaires.

Source : EDF

Pour autant, l'ASN et l'IRSN considèrent que le niveau de « non-qualité de maintenance » (NQM) est encore trop élevé. Sur la période 2015-2017, l'IRSN¹⁰² pointe « *une maîtrise des interventions de maintenance et de modification matérielle pas au niveau attendu* ». De son côté, l'ASN estime que le nombre de NQM reste élevé, notamment celles conduisant à la déclaration d'une centaine d'événements chaque année, dans le cadre d'une exploitation normale¹⁰³.

2.2.2.7 Des marges d'optimisation dans la disponibilité de la ressource matérielle

L'organisation de la gestion des pièces de rechange repose sur une répartition entre stocks et flux, au plan national et au niveau de chaque centrale nucléaire comme le montre le schéma suivant.

¹⁰² IRSN, Avis IRSN/2019-00194, 2019.

¹⁰³ Relevant essentiellement des opérations de maintenance courante et ne concernant pas les opérations spécifiques de maintenance exceptionnelle ou le Grand carénage réalisés par EDF dans le cadre des VD4.

Graphique n° 12 : doctrine de stock d'EDF

	Sécurité	Exploitation	
NATIONAL (UTO)	Stock de Sécurité National (SSN) UNIE responsable de l'identification et du niveau	Stock d'Exploitation National (SEN) UTO responsable du dimensionnement	Pièce sur commande (PSC) PDR à usage exceptionnel sans stock garanti
LOCAL (CNPE)	Stock de Sécurité Local (SSL) Proposition CNPE avec validation UTO	Stock d'exploitation Local (SEL) Proposition CNPE selon limites budgétaires	

Note de lecture : SSN (couvre les avaries impactant la sûreté et la disponibilité des installations avec un délai d'intervention > 24h) ; SSL (satisfait les besoins fortuits de proximité immédiate (< 24h), ayant un impact fort sur la sûreté et la disponibilité des tranches) ; SEN (garantit la disponibilité des PdR consommées régulièrement pour les besoins métiers habituels et des PdR des programmes de maintenance préventifs) ; SEL (sélection par les CNPE de pièces SEN ayant occasionnées de fortes occurrences de dépannages dans une limite de 200k€/tranche) ; PSC (pièces en dehors des programmes préventifs paliers et sites, à commander spécifiquement par les CNPE)

Source : EDF

Malgré cette répartition optimisée entre le niveau national et local d'une part, les stocks de sécurité et d'approvisionnement d'autre part, l'état des lieux des stocks au mois de septembre 2024 montre qu'un cinquième du stock est indisponible (soit 575 M€ sur 2,8 Md€ de stocks) notamment pour transit, réparation, écart ou rebut, ce qui est constitutif d'un levier de performance (cf. graphique en annexe n° 6). À cet égard, l'ASNR estime que la gestion des pièces de rechange demeure une source de défaut de maîtrise des activités de maintenance : en effet, bien que ce sujet ait déjà été identifié en 2022 et en 2023, plusieurs déprogrammations d'activités de maintenance faute de pièces de rechange ont été constatées en 2024, aussi bien pour des raisons d'indisponibilité des pièces de rechange ou de délais d'approvisionnement que pour des raisons de non-conformité de la pièce de rechange réceptionnée.

La disponibilité de la ressource matérielle est susceptible d'être en voie de dégradation sur la période 2022-2024, dans la mesure où l'audit externe mené en 2022 considérait que l'impact de la gestion des pièces de rechange sur les retards constatés au cours de l'année 2021 (10 jours) était alors faible. Le rapport soulignait en outre que tout était mis en place pour disposer des pièces au bon endroit au bon moment, parfois au détriment d'autres activités. Il identifiait également un levier d'amélioration dans une gestion plus préventive que palliative des pièces de rechange, à l'appui d'une meilleure coordination entre l'échelon central et local. Compte-tenu de l'avis de l'ASNR en 2024, cette recommandation demeure pertinente à ce jour.

2.2.2.8 Les imprévus -, principal facteur de dépassement des durées d'arrêts

La maîtrise des aléas techniques imprévus (ou fortuits) en phase d'arrêt est bien identifiée par EDF comme un levier de performance, y compris chez ses sous-traitants. Pourtant, les fortuits constituent encore le principal facteur de dépassement des durées d'arrêts, et restent fortement pénalisés par les non-qualités de maintenance. Leur nombre reflète aussi la complexité de la maîtrise des activités de maintenance préventive, et de leur impact sur les durées des arrêts.

L'audit externe mené en 2022 corrobore ce constat, soulignant que les marges disponibles dans les calendriers d'arrêts ne suffisent pas aujourd'hui à absorber les imprévus et leurs conséquences, qui représentent 15 à 20 % des tâches supplémentaires, et peuvent atteindre jusqu'à 50 % dans certains cas. Ces imprévus et leurs conséquences sont d'autant plus difficiles à absorber dans le temps programmé des arrêts que ceux-ci sont d'abord calibrés en fonction des activités de maintenance à réaliser et des mises en conformité réglementaires. L'absence de marge suffisante dans la durée programmée ne permet pas ensuite à l'exploitant de modifier l'ordonnancement des travaux déjà prévu. Ce constat problématique a conduit EDF à travailler davantage sur la prévention des fortuits, ainsi que sur la rapidité d'exécution lorsqu'ils surviennent, notamment par la planification et la mise en place d'équipes volantes de renfort (« EIR » pour « équipes d'intervention rapide »), en lien avec ses sous-traitants et partenaires.

2.2.3 De multiples plans de remédiation internes, aux résultats encore insuffisants

2.2.3.1 Une recherche constante de la meilleure approche de maintenance

Depuis la création du parc nucléaire en France, la recherche constante de l'approche de maintenance la plus adaptée a conduit à en faire évoluer les doctrines, référentiels et pratiques de manière régulière. D'une approche systématique et préventive par les matériels dès les origines du parc, coûteuse en ressources et peu flexible, la maintenance a évolué en une approche fonctionnelle par système (dite OMF)¹⁰⁴, plus conditionnelle, tout en augmentant le recours à la sous-traitance afin de réduire les coûts d'exploitation.

En 2008, notamment pour faire face à un sous-investissement chronique, la décision de déployer la démarche AP913, centrée sur la fiabilité des équipements critiques (cf. encadré *infra*) a conduit à augmenter significativement le nombre de tâches préventives, et en proportion, de manière secondaire, les risques d'erreurs, d'excès de dosimétrie et de retards liés à des indisponibilités de matériels¹⁰⁵.

AP 913 - Une méthode de maintenance consommant davantage de ressources

Suite à la dégradation des résultats du parc à partir de 2006 et dans le but d'accroître l'efficacité de son action dans ce domaine, EDF a introduit à partir de 2010 une nouvelle méthode, dite AP913 (Advanced Process 913), développée par l'INPO¹⁰⁶, organisation mise en place par l'industrie nucléaire des États-Unis pour établir des critères de performance, des règles et des guides à l'usage des installations. Cette nouvelle approche repose sur deux axes principaux : l'évolution des organisations pour développer le suivi de la fiabilité des matériels et des systèmes ; la mise en œuvre de nouveaux programmes de maintenance préventive, avec l'élaboration de canevas établis *a priori* pour environ 35 000 composants, sur les 80 000 que comporte une tranche.

Le bilan qui en a été tiré par l'exploitant en 2016, après quelques années d'application aux paliers 900 MW et 1 300 MW, est toutefois fortement contrasté. À côté de points positifs,

¹⁰⁴ Méthode d'optimisation de maintenance par la fiabilité – IRSN, *Éléments de sûreté nucléaire*, chap.26.

¹⁰⁵ EDF, *Lettre du CODEP-DCN, Evolution de la politique de maintenance*, 2019.

¹⁰⁶ *Institute of Nuclear Power Operations*.

comme une amélioration de la connaissance et une meilleure diffusion dans l'ensemble de l'entreprise des problèmes techniques posés par les matériels, a en effet été constatée une augmentation sensible du nombre de tâches de maintenance à accomplir. L'AP913 a en effet conduit à identifier toutes celles qui sont attachées à un composant, sans prendre en compte la probabilité d'occurrence des difficultés. Ce poids supplémentaire s'est ajouté à un travail lui-même considérable pour mettre en œuvre la méthode, qui n'a pas permis que, sur nombre de sites, les canevas par composant soient croisés avec les résultats d'exploitation du parc, opération qui aurait pu permettre de prendre en compte les cas où ils ont été favorables et donc de cibler les programmes de maintenance¹⁰⁷.

De nouvelles orientations stratégiques définies dans ce domaine par EDF en 2017 ont conduit à établir des bilans de fonctions pour obtenir la vision intégrée des matériels et des systèmes qui avait manqué.

L'Autorité de sûreté nucléaire, après une série d'inspections dans ce domaine, a constaté en 2022 que, globalement, les nouvelles orientations avaient été déployées de façon satisfaisante, non sans relever quelques points à améliorer¹⁰⁸.

2.2.3.2 Des plans d'optimisation successifs, sans résultats jugés satisfaisants

Un projet intitulé « Maîtrise des volumes de maintenance » à partir de 2013 a eu pour objectif d'optimiser cette démarche, en laissant notamment davantage d'autonomie aux unités de production et en s'appuyant sur leurs propositions en la matière. Une deuxième phase du même projet débutée à partir de 2016, mais n'a pas permis d'obtenir les résultats escomptés.

Au-delà des grands programmes industriels de réforme comme le « Grand carénage » présenté en partie 1 et le plan START 2025 débuté en 2019 et présenté en partie 3, EDF a multiplié les plans et démarches internes d'amélioration de la maintenance, comme la démarche « MQME », pour « Maîtrise de la Qualité des Matériels et des Équipements » visant à améliorer la qualité des activités de maintenance et d'exploitation de ses installations nucléaires, en mettant les intervenants, et notamment ses prestataires et sous-traitants, en situation de réussir leurs interventions du premier coup. Ces démarches se sont accompagnées d'une mise à jour des guides et référentiels de maintenance¹⁰⁹.

Malgré ces efforts soutenus et les améliorations continues apportées dans l'organisation de ses activités de maintenance, de ses référentiels associés, de ses ressources humaines et matérielles et de ses méthodes de travail, l'exploitant jugeait lui-même encore insuffisante en 2019 l'optimisation de ses activités de maintenance lors des phases d'arrêt et de tranche en marche, ce qui l'a conduit à mettre en place du programme stratégique START. La même année, l'IRSN¹¹⁰ avait également estimé que la démarche MQME reposait sur un diagnostic lacunaire, insuffisamment ciblé sur les causes, et n'avait donc pas suffisamment porté ses fruits.

¹⁰⁷ EDF, *document d'orientations stratégiques définissant les ambitions de la DPN en termes de maintenance et de fiabilité dans le cadre du projet Génération 420*, novembre 2017.

¹⁰⁸ Autorité de sûreté nucléaire, *rapport annuel 2022, 2023*, (p. 303-304).¹⁰⁹ Et notamment le guide MMPE, des métiers de maintenance et de projets en exploitation, revu en 2018.

¹⁰⁹ Et notamment le guide MMPE, des métiers de maintenance et de projets en exploitation, revu en 2018.

¹¹⁰ IRSN, Avis IRSN/2019-00108, 2019.

2.2.3.3 Le lancement du programme stratégique START en 2019

Face à ces difficultés, la maîtrise des arrêts étant jugée à la fois insatisfaisante et perfectible, EDF a mis en place, dès 2019, un programme stratégique intitulé « START 2025 », centré sur un objectif unique : le traitement de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche. Son périmètre associe à la fois le personnel d'EDF et l'écosystème des fournisseurs, selon quatre axes stratégiques : (i) mieux organiser les centrales face à leur programme industriel ; (ii) faire croître les compétences internes et celles des partenaires industriels ; (iii) améliorer l'efficacité du travail quotidien ; (iv) faire évoluer les modes de management en responsabilisant les équipes terrain. Ses résultats sont présentés en partie 3.1.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Au total, il apparaît que les origines de la baisse de performance opérationnelle du parc nucléaire relèvent aussi bien de partis pris en matière de conception que de facteurs exogènes (crises) ou endogènes (contraintes structurelles propres aux activités d'exploitation et de maintenance).

Pour l'exploitant, la baisse du niveau de production du parc nucléaire au cours des vingt dernières années tient pour l'essentiel à trois facteurs structurels que constituent (i) le renforcement des exigences de sûreté qui a entraîné un accroissement continu du volume de travaux, (ii) la perte de compétences techniques des équipes de maintenance et d'exploitation dans un contexte de renouvellement générationnel important, et (iii) la hausse du volume d'activités à réaliser pour prolonger l'exploitation du parc existant. Ces trois principaux facteurs expliquent les difficultés mises en évidence auxquelles se sont ajoutées celles résultant de la crise du Covid et de la corrosion sous contrainte.

Pour autant, la capacité démontrée d'EDF à traiter des crises industrielles importantes de manière efficace, n'a pas à ce jour permis de mettre fin aux difficultés structurelles qu'il rencontre dans la maintenance du parc nucléaire en France. Alors que ces difficultés constituent le véritable déterminant de la performance opérationnelle des activités de maintenance, la marge de progression de l'exploitant dans la maîtrise de ces difficultés est encore importante.

3 UNE MOBILISATION INDUSTRIELLE ET MANAGERIALE AUX PREMIERS EFFETS PROBANTS

Dans un contexte d'augmentation du volume des activités de maintenance et compte tenu des difficultés structurelles posées par la maîtrise des arrêts de tranche, EDF doit relever un triple défi pour maintenir la disponibilité du parc nucléaire et assurer la poursuite de son exploitation. L'entreprise doit inscrire dans la durée sa démarche de performance pour les arrêts de tranches (3.1), soutenir et accompagner la remontée en compétences de la filière nucléaire auprès de laquelle elle sous-traite une large part de ses activités de maintenance (3.2), et préserver le niveau de ses investissements pour la maintenance et la poursuite de l'exploitation du parc (3.3).

3.1 Une mise sous tension opérationnelle bien engagée, à soutenir dans la durée

La difficulté à obtenir des résultats durables avec les différents plans de remédiation précédemment mis en œuvre a amené l'exploitant à engager en 2019 la nouvelle démarche collaborative START, couvrant un large spectre (3.1.1). En dépit de réussites notables, les résultats du plan START 2025 à fin 2024 restent à confirmer et consolider, soulignant la nécessité d'en poursuivre les efforts (3.1.2).

3.1.1 Le lancement d'un nouveau plan d'amélioration des arrêts de tranche, en rupture avec les pratiques antérieures

3.1.1.1 Une nouvelle mobilisation opérationnelle nécessaire et réussie jusqu'ici

Le programme START 2025 (Soyons Tous Acteurs de la Réussite des arrêts de Tranche) a été engagé en 2019 au sein de la division de la production nucléaire d'EDF (DPN), afin de mieux répondre aux difficultés rencontrées par l'exploitant dans la maîtrise de ses arrêts de tranche, et face à l'absence de résultats satisfaisants des plans internes déjà mis en œuvre (cf. *supra*). Comme cela a été présenté en partie 2, la durée des arrêts de tranche est le principal déterminant de la performance industrielle du parc dans son ensemble, en exploitation normale, et l'activité des sites nucléaires tourne majoritairement autour de la réussite de ces arrêts.

Jusqu'à présent, l'approche de la maintenance se faisait par processus, c'est-à-dire en se fondant sur un ensemble d'opérations spécifiées, organisées, voire homogénéisées pour garantir la qualité et l'efficacité, mais en risquant de faire passer au second plan la primauté du métier technique. De plus, cette façon de structurer les activités de maintenance, très « descendante », ne permettait pas, selon l'exploitant, de tenir compte des spécificités et des pratiques de chaque site, ni d'obtenir une pleine adhésion des personnes exerçant ces métiers sur le terrain.

Le programme START 2025 opère un revirement en la matière. Il fait de la performance opérationnelle du parc (regagner des TWh de production, en toute sûreté) la priorité unique et

visé donc l'amélioration de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche. En rupture avec l'approche managériale suivie jusqu'ici, des marges de manœuvre et d'initiative sont laissées aux sites pour définir leurs trajectoires et les moyens d'atteindre leurs objectifs de performance.

L'accent est dès lors mis sur les causes structurelles, par des actions couvrant l'amont et l'aval des activités de maintenance, en poursuivant des perspectives de long terme. Après une phase de diagnostic collaboratif entre 2019 et 2020, suivie d'une expérimentation sur une sélection de CNPE en 2021 et 2022, chaque site a établi sa propre feuille de route fin 2022, jalonnant la mise en œuvre des solutions retenues sur la période 2023-2025.

Le programme se décline en quatre orientations stratégiques et douze projets :

Tableau n° 6 : orientations stratégiques et projets du programme START 2025

<i>Orientations stratégiques</i>	Projets	Exemples de solutions par projet
<i>Incarner un management attentif aux femmes et aux hommes au sein d'équipes engagées</i>	P01 Projet Engagement et management participatif	Renforcement du temps passé sur le terrain par les managers
	P02 Projet Évolution du pilotage et du système de management intégré	Optimisation des revues de performance (redéfinition des indicateurs de performance et de leur suivi)
	P03 Projet Performance de la conduite	Mise en place d'équipes de conduite dédiées aux arrêts de tranche (sorties du quart)
<i>Organiser les sites pour faire face à leur programme industriel</i>	P04 Projet Performance du pluriannuel	Remise en question du « juste niveau » de maintenance
	P05 Projet Équipes Parc AT	Déploiement d'équipes en renfort pour faciliter le pilotage du projet d'arrêts de tranche
<i>Être professionnels et faire croître les compétences EDF et prestataires</i>	P06 Projet Compétences EDF	Industrialisation des entraînements préalables sur les activités à risque
	P07 Projet Compétences prestataires	Rehausse des exigences de qualification des entreprises et d'habilitation des intervenants
<i>Travailler au quotidien de manière plus efficace</i>	P08 Projet Industrialisation des méthodes	Mise en qualité des données du système d'information
	P09 Projet Optimisation du parcours de la pièce de rechange	Augmentation des stocks locaux de pièces de rechange
	P11 Projet Efficacité opérationnelle	Optimisation et digitalisation des analyses préalables du dossier d'intervention
	P12 Logistique de production	

<i>Orientations stratégiques</i>	Projets	Exemples de solutions par projet
<i>Projet transverse</i>	P10 Projet Performance Parc	Décloisonnement entre la préparation et la réalisation des arrêts de tranche

Note : Le projet P10 est un projet transverse. Des projets et solutions complémentaires sont apparus nécessaires en cours de déploiement du programme START, le projet P11 qui n'existait pas initialement apparaît dans la 4^{ème} orientation stratégique.

Source : Cour des comptes – Données EDF

Le volet management et ressources humaines occupe une grande partie des actions à mettre en œuvre pour améliorer la situation. Le partage du sens, le management par la présence au sein des équipes, le développement des compétences, la culture du résultat et le professionnalisme des équipes internes et externes sont mis en avant. La division de la production nucléaire insiste sur ce déterminant « humain », essentiel à la réussite des arrêts.

START « compétences partenaires »

Les différents plans d'amélioration de la performance du parc depuis 2020 ont systématiquement abordé la performance des fournisseurs.

Le volet « START compétences partenaires » du programme START vise à rehausser les exigences de qualification des entreprises et d'habilitation des intervenants, à contribuer au développement de leurs compétences par la formation et les entraînements, et à mettre en place des contrats incitant le développement des compétences, ces deux dernières actions étant obligatoires sur tous les sites.

3.1.1.2 Un suivi opérationnel mené avec constance et engagement

Des indicateurs spécifiques ont été mis en place et permettent d'apprécier la mise en œuvre des projets et actions. Ils sont suivis dans le tableau de bord de START 2025 mis à jour régulièrement en cours d'année (tous les indicateurs n'ont pas la même périodicité de mise à jour). Il s'agit par exemple de la présence sur le terrain des managers, de l'animation de réseaux professionnels ou du partage de bonnes pratiques (cf. tableau n° 7).

En ce qui concerne la performance opérationnelle des sites, la fixation des objectifs et l'atteinte des résultats font l'objet d'une contractualisation annuelle entre le directeur d'unité, qui est responsable de la performance du site, et le directeur de la production nucléaire, par un contrat annuel de performances. La revue annuelle de performance de la DPN synthétise en fin d'année les éléments de l'ensemble des sites et donne à voir un avancement, par domaine, des indicateurs de performance au regard des objectifs fixés. Cette revue couvre sept domaines (pilotage, production, sûreté, prévention des risques, environnement, ressources et compétences, finances) et suit vingt indicateurs mensuels.

Le suivi des démarches d'amélioration et de la performance est soutenu au sein de la DPN que ce soit en matière d'avancement des actions (via les indicateurs et les tableaux de bord comme évoqué *supra*), de suivi des risques, ou de points d'étapes (revues stratégiques mensuelles, bilans, audit). Une des difficultés réside néanmoins dans la superposition de ces

démarches organisationnelles internes¹¹¹, au niveau des unités ou de la division. Les points d'étape, comme les revues stratégiques de division ou encore les lettres de cadrage annuelles de la DPN, tentent d'intégrer cette difficulté et d'améliorer la lisibilité de l'ensemble.

3.1.2 Des résultats concrets à consolider

Depuis 2022, une inflexion positive est observée, ainsi qu'en attestent les évolutions de la production nucléaire, de la durée moyenne des arrêts de tranche et du retard moyen sur les durées prévisionnelles d'arrêt (cf. graphique n° 3 et tableaux n° 4 et 5).

3.1.2.1 Une atteinte partielle des objectifs poursuivis

EDF estime que la réussite des arrêts de tranche, objet premier de START 2025, passe par quatre étapes successives et dépendantes, une programmation pluriannuelle de qualité pour fiabiliser la planification initiale des activités de l'arrêt de tranche, un gel du programme robuste, levier important pour arrêter et réguler la charge des travaux de maintenance à réaliser, une préparation des arrêts réussies, et enfin une réalisation maîtrisée.

Les éléments analysés à fin 2024 dans les tableaux de bords du programme START 2025 ne permettent pas encore de conclure à une amélioration durable et consolidée des arrêts de tranche. Compte tenu des crises traversées ces dernières années et de la mise en œuvre récente d'une partie des actions du programme START, davantage de recul est en effet nécessaire pour pouvoir apprécier pleinement les effets de la démarche depuis son lancement en 2019 (cf. tableau n° 7).

Tableau n° 7 : Indicateurs servant à la synthèse du tableau de bord START 2025 (mise à jour décembre 2024)

<i>Indicateurs</i>	<i>Évolution</i>	<i>2024</i>	<i>Perspectives</i>
<i>Nombre de jours de dépassement de la « durée managériale » (objectif interne) des arrêts de tranche (nombre de jours / j.)</i>	2021-2024 . Pic 2022 à 31,8 j. . Amélioration à la baisse, continue depuis 2022 sans atteindre les objectifs annuels.	Objectif 2024 : 10 j. (au maximum) Réalisé (hors CSC) : 17,8 j.	Objectif 2025 : 8 j.
<i>Taux de réussite JAL 22 (%)</i> <i>(Voir note infra)</i>	2019-2024 . JAL22 2019 : 2 % . En quasi constante augmentation sur la période (sauf 2022) . Sans atteindre les objectifs annuels fixés depuis 2023	Objectif 2024 : 88 %. Réalisé : 83 %	Objectif 2025 : 90 %.

¹¹¹ MQME, Programme START 2025, feuilles de route, contrat annuel de performance, etc.

<i>Indicateurs</i>	<i>Évolution</i>	<i>2024</i>	<i>Perspectives</i>
<i>START Global déploiement en CNPE (% de déploiement des objectifs)</i>	2023-2024 Déploiement conforme aux objectifs fixés, léger recul en 2024, en augmentation constante sur la période.	Objectif 2024 : 88%. Réalisé : 83%	Objectif 2025 : 100 %.
<i>Orientation stratégique</i> « Incarner un management attentif aux femmes et aux hommes au sein d'équipes engagées » Indicateur Confiance et responsabilité	2021-2024 Résultats conformes voire légèrement au-delà des objectifs fixés, léger recul en 2024, en augmentation constante sur la période.	Objectif 2024 : 72 %. Réalisé : 69,2 %	Objectif 2025 : 75%.
<i>Orientation stratégique</i> « Organiser les sites pour faire face à leur programme industriel » Indicateur Trajectoire ressources EPAT (nombre de personnes) (Voir note infra)	2022-2024 En augmentation constante sur la période. En dépit d'objectifs renégociés à la baisse en 2023, le résultat reste en dessous de l'objectif fixé.	Objectif 2024 : 110 Réalisé : 94	Objectif 2025 > 160
<i>Orientation stratégique</i> « Être professionnels et faire croître les compétences EDF et prestataires » Indicateur Nombre d'arrêts automatiques réacteur (AAR) – hors causes externes	2021-2024 En baisse de 2021 à 2023 au-delà des objectifs fixés en 2022 et 2023 Remontée en 2024	Objectif 2024 : 19 (au maximum) Réalisé : 29	Objectif 2025 : 18
<i>Orientation stratégique</i> « Travailler au quotidien de manière plus efficace » Indicateur Simplification « on réussit à simplifier » (%)	2021-2024 En augmentation constante sur la période. Reste légèrement en dessous de l'objectif fixé.	Objectif 2024 : 30 % Réalisé : 29 %	Objectif 2025 : 33 %

Note : Le JAL 22 (jalon 22) est le jalon de prise du premier combustible du bâtiment réacteur vers le bâtiment combustible pour réaliser le déchargement. Selon l'exploitant, l'atteinte de ce jalon selon le planning prévu donne la bonne mesure du bon déroulement d'un arrêt de tranche. Les ressources EPAT (Équipes parc arrêt de tranche) correspondent aux ressources mutualisées en capacité d'être mobilisées pour renforcer un site en arrêt de tranche.
Source : Cour des comptes, données EDF

Les huit indicateurs de synthèse du programme (une quarantaine sont présentés dans le tableau de bord) sont en progression constante depuis 2022 et, pour la plupart, se rapprochent des objectifs fixés. Si la réussite du programme n'est pas remise en cause, l'exploitant évoque, à raison, « un déploiement des solutions *START* qui se poursuit avec un léger ralentissement de la dynamique par rapport à la trajectoire prévue ».

Les deux indicateurs qui s'assurent du bon déploiement du programme ont une évolution qui démontrent un avancement effectif et selon les objectifs fixés. 90 % des

personnels interrogés à fin 2024 « *ont entendu parler* » ou « *voient ce qu'est* » le programme par exemple. Quant aux indicateurs qui qualifient la réussite des arrêts de tranche dans cette synthèse (JAL 22 et nombre de jours de dépassement de la durée managériale Arrêt), ils sont en constante amélioration sur la période mais reste systématiquement en deçà, voire très en deçà pour le second, des objectifs fixés. Il faut noter que les événements conjoncturels ont un effet important sur ces deux derniers indicateurs ; en 2022, ils ont connu une dégradation marquée en dépit d'une excellente progression sur les deux années précédentes (cf. tableau n° 7).

D'autres paramètres sont suivis dans le tableau de bord et permettent d'évaluer la mise en œuvre des actions. S'agissant du volet « compétences », le nombre de « jours équivalent pleine puissance » (JEPP) perdus pour cause de compétences, chez EDF comme chez les partenaires, a augmenté entre 2022 et 2023, avant de drastiquement reculer en 2024 (5,75 jours) coté EDF, mais de considérablement augmenter coté partenaires (240 jours). La variabilité très forte observée sur le nombre de JEPP perdues s'explique par la sensibilité de cet indicateur à un petit nombre d'événements ayant un poids important. L'augmentation relevée en 2024 par exemple est reliée à deux événements sur Flamanville et Bugey qui pèsent pour plus de la moitié des journées JEPP perdues (~127).

De même, le nombre de JEPP perdus à cause de non-qualité de maintenance (NQM) a connu une baisse significative entre 2019 et 2022, mais repart à la hausse en 2023 et 2024, en dépit d'indicateurs encourageants sur l'implication managériale. Concernant le nombre de partenaires extérieurs habilités sur matériels ou opérations sensibles, les résultats en 2023 et 2024 sont très éloignés des objectifs annuels fixés ce qui peut expliquer une partie des résultats précédents.

Enfin, si l'on se réfère à la revue de performance de la division de la production nucléaire de fin 2024, environ la moitié des indicateurs suivis ont pleinement respecté les objectifs annuels ou mensuels fixés (neuf indicateurs sur vingt). Néanmoins, ceux relatifs à la performance opérationnelle, en particulier le nombre moyen de jours de prolongation des arrêts au-delà de la durée managériale, les indisponibilités fortuites et le nombre d'arrêts respectant la durée standardisée, finalité des démarches d'amélioration de la performance opérationnelle, restent éloignés des résultats attendus.

3.1.2.2 Un programme à pérenniser

Le programme START 2025 a fait l'objet de deux audits, externe et interne depuis 2022. Celui commandité par le ministère de la transition écologique fin 2021 ciblait la maîtrise industrielle des arrêts de tranche. Il s'est à cet effet longuement intéressé à la démarche START 2025. Le caractère novateur du projet de transformation comme la méthode collaborative, qui inclut la responsabilisation des unités, sont soulignés. Mais le rapport pointe également les risques que portent ces grands projets de transformations organisationnelles, en raison du foisonnement d'actions et de plans, et du temps nécessaire au déploiement et à la maturité des changements managériaux, qui entrent en contradiction avec le besoin d'obtenir des résultats rapides pour redresser la situation opérationnelle. Cet audit recommande de renforcer et d'accélérer le programme START 2025, et d'y ajouter des actions complémentaires pour accompagner et assister les sites dans le déploiement de la démarche. Depuis, les recommandations du rapport ont été intégrées par EDF dans le programme START.

En complément, EDF a également réalisé un audit interne en 2024 dont l'un des objets était de s'assurer que le programme de transformation START 2025 est déployé et produit les résultats attendus. Des acquis encourageants sont soulignés et mis en avant, sur la gouvernance et le pilotage du projet, la déclinaison au niveau des unités, et de bonnes performances sur les CNPE référents. Mais les résultats à date en matière de maîtrise de la réalisation des arrêts de tranche rendent incertain la tenue des objectifs 2025 du programme.

Les constats et orientations proposés par ces audits sont partagés et confirmés par la présente instruction. Alors que le programme START 2025 arrive à son terme initial, sans qu'il ne soit question de l'arrêter, de nombreux projets sont encore en cours de déploiement et gagneraient à être consolidés et ancrés dans la durée.

Par ailleurs, le programme START est centré sur la maîtrise des arrêts de tranche, objectif unique vers lequel doivent tendre l'ensemble des actions. Sa pérennisation doit amener à se pencher sur les activités qui ne sont pas comprises dans les arrêts de tranche. Cela concerne en particulier les phases d'exploitation et la maîtrise des activités de maintenance dites « tranche en marche », ainsi que le traitement des aléas fortuits en cours d'exploitation et leur prévention.

L'enjeu pour l'exploitant est donc triple, maintenir l'équilibre entre tension opérationnelle de l'effort originel et nouveau souffle pour prolonger la dynamique, élargir cette tension à toute les phases de l'exploitation des centrales, et enfin assurer son déploiement en interne et en externe avec ses fournisseurs.

Recommandation n° 3. (EDF, 2026) : définir une suite effective au plan d'amélioration des arrêts de tranches « START 2025 ».

3.2 Des relations avec les sous-traitants en cours de redéfinition

Au-delà des efforts engagés par les équipes d'EDF, l'amélioration de la performance opérationnelle du parc électronucléaire et la poursuite de son exploitation jusqu'à et au-delà de 60 ans dépendent aussi en très grande partie des fournisseurs, compte tenu de l'importante sous-traitance des activités de maintenance (3.2.1). EDF a engagé récemment une reconfiguration de sa politique partenariale avec ces derniers, envisagée de manière plus globale au sein d'une filière nucléaire qui doit également répondre au besoin du programme de nouveau nucléaire français (3.2.2.). Cette évolution cruciale s'opère néanmoins alors que l'exploitant est confronté depuis 2015 à la mise au jour récurrente de cas d'irrégularités (3.2.3.).

3.2.1 Une relation partenariale en construction

Le poids de la sous-traitance dans les activités de maintenance du parc nucléaire (voir 2.2.1) implique que la plupart des risques identifiés par EDF, susceptibles de peser sur la maîtrise des arrêts ou l'exploitation, concernent également la sous-traitance. La perte de culture industrielle, qui n'est pas propre au nucléaire, touche l'ensemble des entreprises de la filière. Aussi, bâtir des plans d'amélioration principalement tournés vers l'interne ne suffit pas à

couvrir le risque et à le gérer. Il faut nécessairement emmener l'ensemble de la filière dans cette dynamique d'amélioration.

La question du partage des risques trouve donc une résonance particulière dans la relation avec les sous-traitants. Elle nécessite non seulement une expression de besoin complète et claire, définissant avec précision les exigences attendues, mais également de s'assurer de la compréhension de ces exigences, de leur juste répartition entre EDF et ses sous-traitants et de leur acceptation. Une bonne gestion contractuelle, entre l'entreprise et le donneur d'ordre, est également un point de vigilance particulier porteur de risques majeurs.

Pour apprécier ces relations contractuelles et le juste partage du risque, le GIFEN a lancé en 2023 le baromètre IDYLL avec pour objectifs de mesurer annuellement l'évolution de la relation client-fournisseur. Les deux tiers des fournisseurs de rang 1 interrogés considèrent que les dispositions des exploitants permettent d'améliorer la compréhension des risques et leur mise sous contrôle, mais ils restent toutefois réservés sur le juste partage des risques, 47 % d'entre eux estiment que les risques sont davantage portés par eux-mêmes, et 46 % que les risques sont équitablement partagés.

3.2.1.1 Un changement de doctrine achats centré sur la qualité

La fonction achats partage pleinement les objectifs de performance opérationnelle du parc nucléaire et déploie une politique fournisseurs qui a pour objectif de répondre aux enjeux et besoins de la filière.

Avec près de 400 acheteurs et plus de 13 milliards d'euros notifié en 2023, dont environ la moitié pour la maintenance, la direction des achats et contrats industriels (DACI) assure la réalisation des contrats et des approvisionnements. Positionnée au sein de la direction de l'ingénierie et de la *supply chain* (DISC), direction créée en avril 2024 lors de la réorganisation des activités d'EDF, elle assure tous les achats industriels du parc, nouveau et en exploitation, les achats de maintenance, les achats du « Grand carénage » ainsi que la gestion contractuelle des contrats associés.

Pour la seule maintenance courante, sous la responsabilité de la division de la production nucléaire, le nombre de marchés supérieurs à 10 M€ est relativement stable (quelques dizaines) depuis 2019 et représente en 2023, environ un tiers des achats.

Tableau n° 8 : bilan des marchés de maintenance courante de la division de la production nucléaire (> 10 millions d'euros)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
<i>Nombre de marchés</i>	43	24	49	48	30	48	242
<i>Montant total en millions d'euros</i>	1 894	1 214	2 750	1 801	2 133	1 128	10 947

Source : Cour des comptes, données EDF

La politique Fournisseurs qui s'applique depuis 2021 s'est donnée pour ambition de cibler un panel plus restreint de fournisseurs compétents, fiables et compétitifs, et d'établir une relation partenariale approfondie. Cette nouvelle approche privilégie la qualité et le ciblage à la quantité. Il s'agit d'acheter un nombre significatif et suffisant de prestations, dans des domaines aussi divers que la fabrication, les études ou les interventions de maintenance sur site, pour garantir au sous-traitant à la fois une charge suffisante et une vision à long terme. Cette politique doit également faire coïncider une vision complète de la charge industrielle à réaliser avec la capacité des fournisseurs choisis à répondre à cette charge.

L'établissement d'une relation partenariale avec un suivi spécifique ne concerne pas l'ensemble des fournisseurs d'EDF. L'entreprise classe ses fournisseurs dans des catégories et des domaines d'activité, mais également selon le degré d'importance du fournisseur. Les fournisseurs stratégiques sont des acteurs essentiels à l'activité. Ils sont positionnés sur des fournitures critiques et ont un volume d'activité significatif (facturé annuel > 30 M€). La liste des fournisseurs stratégiques est très restreinte, et est révisée annuellement : en 2025, le panel des fournisseurs stratégiques diminue et passe de 25 à 19. Les fournisseurs à enjeu sont, quant à eux, des fournisseurs indispensables au niveau d'une catégorie. Leur absence ou leur défaillance aurait un impact significatif sur la performance des activités nucléaires et de production. Environ 250 fournisseurs à enjeu sont identifiés.

Ces choix sont cohérents avec la politique industrielle menée au sein de la direction de la production nucléaire. La maîtrise d'un nombre de fournisseurs plus restreints, soigneusement accompagnés, offre à l'exploitant la possibilité de décliner les actions de ses plans d'amélioration, visant par exemple la compétence des intervenants et leur bonne formation, mais également de répondre à son objectif de réinternalisation d'un certain nombre de compétences cibles.

L'application de la commande publique par EDF SA

Entité adjudicatrice en vertu de l'article L. 1212-1 du code de la commande publique, EDF est soumis aux dispositions de ce même code pour ses achats. Différentes notes internes déclinent la politique Achats au sein du Groupe, au sein d'EDF SA, voire au sein des différentes directions. En termes d'organisation interne, le conseil d'administration statue sur tous les marchés supérieurs à 350 M€ et le comité des engagements du comité exécutif groupe (CECEG) sur tous les achats d'investissement supérieurs à 50 M€ et de fonctionnement (uniquement ou contenant une part d'investissement inférieure ou égale à 50 M€) supérieurs à 200 M€. Tous les achats supérieurs à 20 000 € doivent par ailleurs faire intervenir un acheteur des directions achats du groupe.

L'article 26 de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire prévoit que les marchés qui concernent : « 1° La conception, la qualification, la fabrication, la modification, la maintenance ou le retrait des structures, des équipements, des systèmes, des matériels, des composants ou des logiciels contribuant directement ou indirectement à la protection contre les actes de malveillance, mentionnée au premier alinéa de l'article L. 1333-3 du code de la défense, ou à la sûreté nucléaire, au sens de l'article L. 591-1 du code de l'environnement » bénéficient du régime spécifique du titre II du livre V de la deuxième partie du code de la commande publique, soit un régime dérogatoire aux règles de publicité et de mise en concurrence de droit commun. EDF envisage d'appliquer cette disposition à ses nouveaux achats, ce qui conduirait à exclure des procédures de droit commun une très grande partie des achats associés à la maintenance et aux investissements du parc en

<p>exploitation, mais faciliterait pour l'exploitant l'évolution de sa doctrine d'achat et de sa politique partenariale avec ses fournisseurs.</p>
--

L'exploitant a également développé un volet « animation de réseau », afin de renforcer l'approche partenariale, partager les savoir-faire, et sécuriser le programme industriel. Sous l'impulsion d'EDF, les réseaux de fournisseurs Cap'Ten et Magellan ont été créés respectivement en 2021 et 2022 : Cap'Ten, réseau des industriels dit de rang 1 avec un lien contractuel avec EDF, et Magellan, réseau des industriels de rang supérieur à 1, sous-traitants des premiers. Les réunions de ces réseaux sont notamment utilisées pour évoquer les irritants des relations clients-fournisseurs et y apporter des réponses.

Les orientations choisies pour assurer la maîtrise de la qualité, des délais et des coûts (restreindre le nombre de fournisseurs et prestataires, les classer pour adapter le niveau d'engagement partenarial, densifier leur portefeuille, animer des réseaux pour renforcer les liens) font l'objet d'un suivi par des indicateurs de performance. Selon la terminologie d'EDF, l'indicateur de délais (On time delivery – OTD) s'assure de la délivrance des contrats quand le métier en a besoin, quand l'indicateur de la qualité (On quality delivery – OQD) s'attache à la nature du contrat. Un troisième indicateur important concerne le coût dont l'objectif est d'être à +/- 2 % du coût à terminaison du contrat.

Ces indicateurs de performance sont suivis en comité exécutif nucléaire lors de la revue de performance. La tendance des indicateurs en 2024 est positive, en dépit de cibles non atteintes sur des objectifs importants comme la délivrance des contrats, encore éloignée de l'objectif fixé. Il reste à ce stade difficile de statuer une évolution de doctrine dont les effets se mesureront à moyen terme.

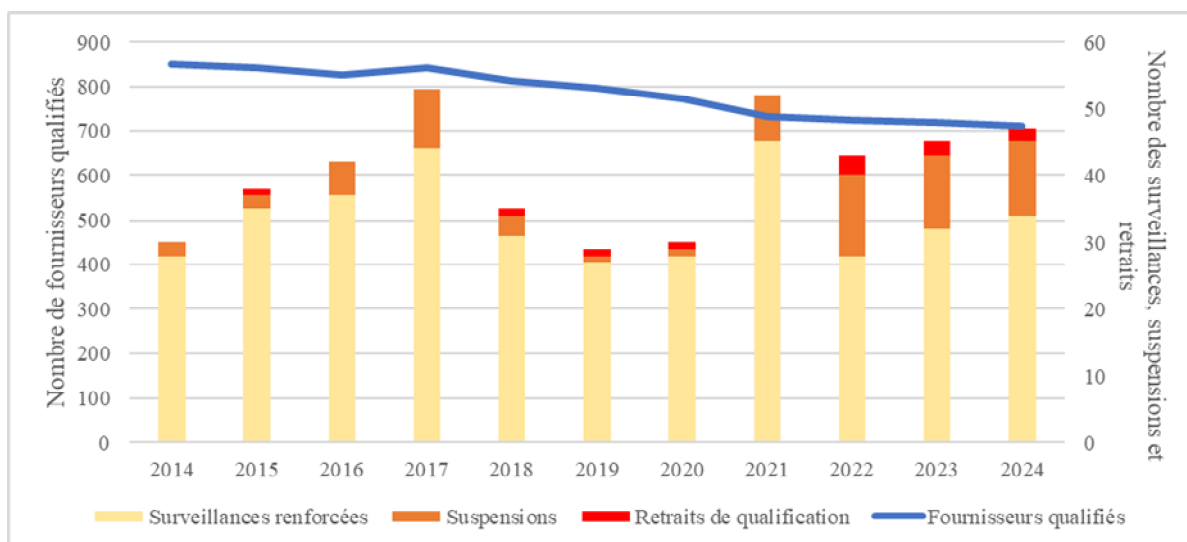
3.2.1.2 Une procédure de qualification des fournisseurs restructurée

Afin de garantir l'efficacité et la robustesse de la sélection des fournisseurs pour les contrats importants, la phase de qualification est un préalable à leur consultation. C'est la politique Fournisseurs qui a pour responsabilité de coordonner ce processus de qualification. Pour approfondir la robustesse de cette sélection, EDF va au-delà de la qualification des fournisseurs de rang 1, et a initié un travail pour apprécier l'aptitude technique et organisationnelle des fournisseurs de rang 2 et plus. Cette démarche était en cours de déploiement sur le segment des fonderies et des forges en 2023, et « en perspective » sur d'autres segments. Pour certains gestes spécifiques de maintenance, comme la soudure, l'exploitant a souhaité assurer la qualification individuelle des intervenants des entreprises sous-traitantes.

Le nombre d'entreprises disposant d'une qualification par EDF a diminué entre 2014 à 2024, sans qu'un lien ait pu être établi avec la volonté de resserrer le panel fournisseurs et la réinternalisation des activités. Cette dynamique s'est poursuivie en 2024, alors même que l'activité liée à la maintenance s'accroissait. Le nombre de fournisseurs suspendus, comme le nombre de fournisseurs avec retrait de qualification, a en revanche connu une inflexion à la hausse ces trois dernières années (Cf. graphique 13).

Pour renforcer et partager cette bonne connaissance des fournisseurs, la direction des achats du groupe a consolidé au sein d'un lac de données unique, l'ensemble des données de toutes natures nécessaires à la connaissance de la situation du fournisseur (données commerciales, financières, industrielles, données d'exécution des contrats, etc.) et les met à disposition de tous les acteurs de la politique fournisseurs d'EDF.

Graphique n° 13 : nombre d'entreprises qualifiées, placées en surveillance renforcées, suspendues ou dont la qualification a été retirée de 2014 à 2024



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

3.2.1.3 La situation particulière des relations entre EDF et ses filiales

L'analyse des réclamations en cours sur les principaux marchés relatives aux investissements du parc en exploitation met en exergue la situation particulière des relations entre EDF et ses propres filiales. Ainsi, le premier bilan chiffré¹¹² des réclamations ouvertes (entrantes et sortantes) qui concernent les 25 fournisseurs les plus importants, à la maille du groupe EDF, pointe 146 réclamations émises par des fournisseurs pour un montant de 286,6 M€ pour 113 réclamations émises par EDF pour un montant de 87,8 M€. Or, un volume très significatif en montant et en nombre concerne des réclamations internes :

- FRAMATOME représente 54,4 % du montant total des réclamations formulées à l'encontre d'EDF avec deux réclamations ; en tête des réclamations sortantes en nombre et en montant, avec 13 réclamations représentant 34 % du montant total des réclamations sortantes ;
- DALKIA arrive très nettement en tête du nombre de réclamations formulées à l'encontre d'EDF, avec 32 réclamations, et en quatrième position du Top 25 à la fois en nombre et en montant des réclamations émises.

¹¹² Premier exercice de ce type réalisé par la filière « Contract Management » Groupe.

Les sujets de réclamation sont divers : décalages de planning, soldes de fin de chantier, prestations complémentaires, etc. La mise en œuvre de ce suivi, centralisé, des réclamations atteste d'une volonté d'améliorer la relation client-fournisseur et souligne la nécessité de se pencher plus particulièrement sur les relations d'EDF avec ses filiales. En outre, et ainsi que l'atteste le nombre important de protocoles transactionnels signés par l'entreprise (plus d'une centaine entre 2019 et 2024 pour les marchés du programme de « Grand carénage »), la maîtrise de la réalisation des prestations (périmètre, délais, coûts) constitue un point de vigilance.

3.2.2 Un équilibre entre réinternalisation et sous-traitance qui n'est toujours pas trouvé

Les crises majeures traversées depuis 2020, et en particulier celle liée à la pandémie, ont mis en exergue le risque lié à la non maîtrise de compétences clés nécessaires aux opérations de maintenance, déléguées par l'exploitant au fil des ans. Dans un contexte où la montée en charge des activités de la filière nécessite des besoins massifs en recrutement (3.2.2.1), la volonté affichée de réinternaliser certaines compétences, jusqu'ici encore trop peu mise en œuvre, (3.2.2.2) devrait réinterroger la politique partenariale d'EDF décrite *supra*.

3.2.2.1 Des besoins en compétences massifs à moyen terme

Les besoins de la filière ont donné lieu à un important travail de recension en 2023 par le GIFEN¹¹³ en se fondant sur le plan de charge à dix ans de la filière nucléaire (2023-2033) à la maille du périmètre du GIFEN. Entre 30 et 50 % du plan de charge sur la période correspond à l'exploitation du parc actuel et au « Grand carénage ». L'augmentation du volume d'activité est estimée à 25 % en 10 ans, soit de 125 000 à 155 000 emplois équivalents temps plein (ETP).

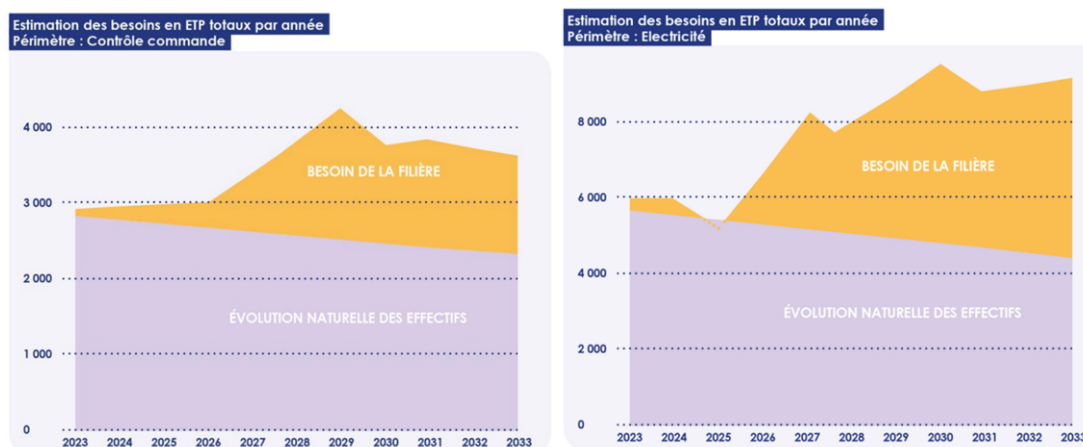
Sur les différents segments industriels de la filière passés en revue, nombre d'entre eux expriment des besoins massifs sur les métiers de la maintenance sur les dix prochaines années. Pour les segments « contrôle commande »¹¹⁴ ou « électricité »¹¹⁵, dont les activités sont en grande partie portées par la maintenance du parc électronucléaire, ~3 600 ETP seront nécessaires en 2033, soit + 30 % par rapport à 2023 pour le premier et ~ 9 700 ETP seront nécessaires en 2033, soit environ + 65 % par rapport à 2023 pour le second (cf. graphique *infra*). On peut également citer les segments « machines tournantes », « chaudronnerie » ou « robinetterie », ainsi que les segments supports qui accompagnent l'ensemble de ces activités (ingénierie, logistique, contrôle, etc.) pour lesquels les besoins sont également importants à horizon 2033.

¹¹³ Note remise au gouvernement en avril 2023 par le GIFEN, Programme Match « L'outil de pilotage de l'adéquation besoins-ressources de la filière nucléaire pour être au rendez-vous de ses programmes ».

¹¹⁴ Le segment couvre l'ensemble des matériels de mesure et de commande à distance.

¹¹⁵ Le segment couvre les produits (équipements) pour l'alimentation électrique interne, l'informatique et l'instrumentation d'une installation nucléaire.

Graphique n° 14 : estimation des besoins en équivalents temps-plein totaux par année des périmètres « contrôle commande » et « électricité »



Source : GIFEN Programme Match, 2023

Cette étude du GIFEN, qui est aussi un outil de pilotage de l'adéquation besoins-ressources de la filière, met en évidence les risques de concurrence en matière de recrutement non seulement entre les différentes entreprises de la filière mais également entre les différents programmes (programme nouveau nucléaire, exploitation et maintenance du parc actuel).

3.2.2.2 Une stratégie et des objectifs de réinternalisation à préciser

La réinternalisation d'activités sous-traitées constitue un des objectifs poursuivis par EDF dans le cadre d'un chantier visant à développer ses compétences propres, susceptible de remettre en question une partie des relations avec ses prestataires.

Le programme START 2025 inclut ainsi une action, obligatoire pour chacun des sites, de réinternalisation d'activités, conçue dans une logique de professionnalisation des salariés. L'accord social 2022-2025 de la division de la production nucléaire traduit cette ambition et en précise les attendus : « *L'internalisation d'activité doit permettre aux sections de réalisation des activités de maintenance d'améliorer la maîtrise de certains gestes techniques pour favoriser la connaissance de la maintenance courante, du patrimoine et de l'état des matériels (qualification, suivi matériel...), la réalisation des chantiers à enjeux, d'améliorer la maîtrise des activités d'astreinte et, d'être mieux préparé pour surveiller les prestataires* ».

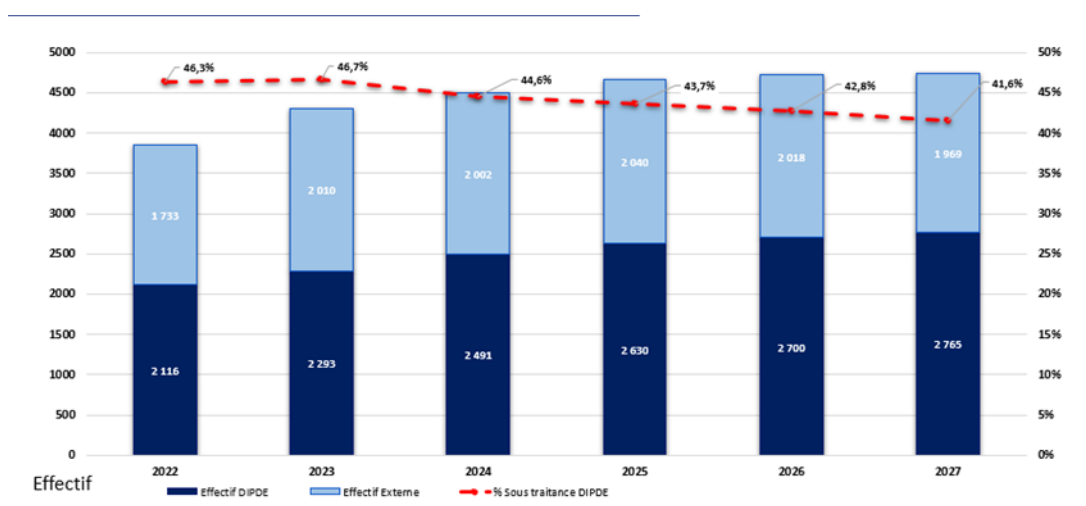
L'accord précise deux modalités de réinternalisation : la reprise directe par chacun des sites sur la base d'une analyse de ses besoins en compétences et la réalisation d'activités par immersion au sein d'autres équipes d'EDF, par exemple l'unité de logistique et de maintenance qui a été chargée de réaliser à nouveau une partie des ouvertures et fermetures de cuve de réacteurs à l'occasion des arrêts de tranche. Pour ce faire, l'accord social prévoit que la « *DPN ajoutera des effectifs complémentaires à hauteur de 1 030 sur la période 2022-2025* », soit un peu moins de 5 % des effectifs de la DPN en 2022. Ces effectifs supplémentaires doivent néanmoins répondre aux cinq engagements de l'accord social, à savoir « *augmenter les pépinières, augmenter les capacités de réinternalisation au sein des services de maintenance,*

finaliser le gréement des plateaux d'arrêt, renforcer la conduite pour permettre des détachements sur les plateaux d'arrêt, et finaliser le gréement des méthodes ».

Le nombre de postes supplémentaires consacrés à une réinternalisation d'activités n'est pas précisé et ne fait pas l'objet d'indicateur de suivi mais, en tout état de cause, au regard des volumes décrits *supra*, il ne peut qu'être marginal par rapport à l'ensemble des prestations de maintenance. Par ailleurs, si la réinternalisation est promue comme un objectif, il n'existe pas de définition précise, valable pour l'ensemble des sites, des compétences critiques que les équipes de la DPN se doivent de conserver en propre. L'autonomie laissée aux différents sites dans l'appréciation des compétences à internaliser, la mise en œuvre progressive des actions de START (13 sites sur 19 avaient engagé cette action à fin 2024), et l'internalisation au niveau d'équipes transverses décidée au plan national, à l'image des ouvertures et fermetures de cuve, conduisent à un éparpillement des initiatives et rendent peu lisibles les cibles à atteindre.

Ce constat peut également s'appliquer à l'ingénierie du parc en exploitation. Si une trajectoire de réduction du recours à la sous-traitance est clairement établie, celle-ci reste modérée et ne permet pas par ailleurs de bien appréhender quelles compétences doivent être conservées en propre par EDF.

Graphique n° 15 : projection à 2027 de l'évolution du recours à la sous-traitance par la direction de l'ingénierie du parc en exploitation



Source : EDF

Enfin, la réinternalisation d'activités n'a pas été abordée de manière directe avec la filière dans les comités stratégiques de ces trois dernières années, ce qui ne permet pas non plus d'éclairer les activités concernées. Les échanges tenus avec la filière nucléaire sur la thématique du recrutement mettent néanmoins en évidence l'engagement de l'exploitant à limiter le recrutement des ressources qualifiées des sous-traitants afin de ne pas pénaliser ces derniers.

En définitive, la stratégie de réinternalisation d'activités d'EDF demeure imprécise, tant dans son ambition que dans sa cible en termes de métiers et compétences. Il est donc difficile à ce stade de qualifier autrement cette démarche et d'en apprécier la pertinence. En outre, alors que tous les sites n'ont pas encore engagé l'action obligatoire en la matière, la cohérence entre les initiatives des sites entre elles et par ailleurs avec celles prises niveau national n'est pas

garantie. Enfin, ce manque de lisibilité limite la capacité de planification avec la filière des recrutements et professionnalisations nécessaires. Aussi, il est indispensable qu'EDF clarifie ses objectifs en la matière.

Recommandation n° 4. (EDF, 2026) : déterminer les activités et compétences critiques qui nécessitent d'être réinternalisées.

3.2.3 Une prévention encore insuffisante des risques de contrefaçons, falsifications et fraudes

L'importance du recours à la sous-traitance et les montants financiers engagés par EDF rendent l'enjeu de lutte contre la fraude et la corruption particulièrement sensible. La politique éthique et conformité du groupe, déclinée dans chacune de ses entités, permet de déployer de multiples dispositifs destinés à en maîtriser les principaux risques : cartographie des risques, plans de contrôle interne, dispositif d'alerte, contrôle d'intégrité des relations d'affaires, dispositif d'enregistrement des cadeaux et invitation, etc. Dans ce cadre, l'analyse de risques propre au parc en exploitation identifie les risques associés aux contrefaçons, falsifications et fraudes comme ceux aux impacts et à la probabilité les plus élevés.

3.2.3.1 Une mise au jour d'irrégularités récurrente depuis 2015

La découverte des irrégularités sur les pièces forgées de l'usine du Creusot à partir de 2015 (cf. *supra*), chez un fabricant fournisseur de longue date de la filière, a conduit à une prise de conscience quant à l'enjeu majeur pour la sûreté des réacteurs que représentaient la prévention et la lutte contre les contrefaçons, falsifications et fraudes. L'ASNR a, à la suite de cet incident, initié tardivement, en 2018, un plan d'action contre la fraude en introduisant dans ses inspections, au sein des installations nucléaires et chez les fournisseurs des principaux exploitants, un volet spécifique sur ce thème, en rappelant aux exploitants nucléaires leurs impératifs en la matière¹¹⁶, et en ouvrant un portail pour les lanceurs d'alerte.

EDF, confronté au contournement de son système d'assurance qualité et à l'inefficacité de ses pratiques de surveillance, a engagé en 2018, tardivement et en réaction aux demandes de l'ASNR, un programme d'actions sur le champ de la surveillance, la prévention, la détection et le traitement de la fraude. Une organisation spécifique a été instaurée pour lutter contre le risque d'irrégularités, des plans nationaux annuels d'action de lutte contre le risque CFSI¹¹⁷ sont déployés depuis 2020 et les activités de surveillance ont été repensées (environ 1 000 000 d'actes de surveillance des prestataires sont réalisés chaque année).

¹¹⁶ ASN, CODEP-DEU-2018-021313 du 15 mai 2018. L'ASN y décline les exigences de l'arrêté INB au titre de la prévention, la détection et le traitement des fraudes sur les thèmes suivants : culture de sûreté, système de management intégré, intégrité des données, compétences et qualifications des intervenants, intervenants et approvisionnement en équipements importants pour la protection (EIP), lanceurs d'alerte, traitement des écarts.

¹¹⁸ Le projet de VD5 900 comprend néanmoins le projet CAMOX d'allongement des durées de cycle pour les réacteurs MOXés dont les travaux seront prévus avant même la VD5 pour 19 des 24 réacteurs concernés.

Le dernier bilan communiqué à la Cour, établi pour l'année 2023 indique que 59 situations suspectes ont été instruites, dont 26 concluaient à une irrégularité avérée. Ces chiffres sont globalement stables entre 2021 et 2023. Suite à ces contrôles, EDF a précisé à la Cour avoir déposé, entre 2019 et 2024, trois plaintes, encore en instruction, auprès des procureurs de la République compétents pour tromperie aggravée, faux et usage de faux.

En dépit de ces efforts, l'Autorité de sûreté a jugé à plusieurs reprises que les actions entreprises par EDF étaient insuffisantes au regard des attentes qu'elle avait exprimées en matière de lutte contre les risques de fraude en 2018.

3.2.3.2 Un renforcement tardif des dispositions prises par le groupe EDF

La détection de nouvelles irrégularités au sein de la filière a finalement conduit l'ASNR à s'interroger sur la pertinence des actions de prévention mises en place, notamment au sein de la filière d'approvisionnement des matériels destinés aux réacteurs nucléaires, et sur la qualité de la surveillance exercée par EDF et le traitement des informations issues de celles-ci. Le 26 février 2024, le collège de l'ASNR a convoqué en audition le président-directeur général d'EDF au sujet des contrefaçons, falsifications et suspicions de fraude dans le domaine nucléaire.

À l'issue de cette audition, EDF a précisé à l'ASNR, dans un courrier du 19 mars 2024, le renforcement du dispositif global de lutte contre les fraudes, contrefaçons et falsifications que le groupe entendait décliner. Ce dernier s'appuie sur une ré-interrogation des motivations conduisant certains fournisseurs à la fraude (deux familles de causes ressortent : la méconnaissance des requis en matière de culture de sûreté et les contraintes économiques) et se traduit par vingt actions réparties sur les trois « lignes de défense » sur lesquelles repose la stratégie d'action d'EDF : l'implication de l'ensemble de la filière nucléaire dans la lutte contre les fraudes, la surveillance des fabrications, et la surveillance des activités courantes de maintenance et d'exploitation du parc, réalisées ou non par les salariés d'EDF.

Parmi ces actions, EDF travaille notamment à renforcer la prévention et le contrôle des fournisseurs de second rang, identifiés comme responsables de 65 % des irrégularités constatées sur les dix dernières années. Pour ce faire, il entend à la fois demander à davantage d'entre eux de se soumettre à une certification adaptée à la sûreté nucléaire, la norme ISO19443, et à la fois demander aux fournisseurs de premier rang de mieux accompagner et contrôler leurs approvisionnements. Priorité est portée dans ce cadre aux approvisionnements pour les équipements nécessaires à la démonstration de sûreté et tout particulièrement les matériels de fonderie, les anomalies les plus fréquemment rencontrées concernant les réparations par soudage non tracées et les modifications des données des procès-verbaux. Par ailleurs, EDF prévoyait également d'accroître le nombre de ses contrôles inopinés, visant la réalisation de 500 « visites d'ateliers à l'improviste » en 2024 ce qui semble limité au regard total du nombre d'actes de surveillance pratiqués.

L'ASNR a confirmé à la Cour qu'EDF avait lancé un nombre important de travaux en 2024, dont ses inspecteurs avaient relevé une mise en œuvre effective dans le cadre des processus de prévention et détection des fraudes. Toutefois, ces actions ne produiront leurs effets qu'à moyen et long terme. Le nouveau plan d'actions engagé par EDF est donc trop récent pour se prononcer sur ses effets qui doivent se matérialiser à moyen et long terme.

Alors que les irrégularités de Creusot Forge ont été mises à jour il y a près de 10 ans, les délais mis par l'entreprise pour réorganiser la surveillance des sous-traitants, la réingénierie complète du dispositif en 2024, et les demandes répétées de l'Autorité de sûreté laissent accroître que la prévention des risques associés à la fraude, notamment s'agissant des fabrications, reste insuffisante en dépit de la prise de conscience indéniable d'EDF et de la filière.

3.3 Des investissements à financer toujours très importants

Compte tenu des importants programmes de travaux projetés et des difficultés rencontrées ces dernières années, la maintenance des centrales et la poursuite de leur exploitation jusqu'à 60 ans, voire au-delà, nécessite de poursuivre la mobilisation par EDF d'importantes ressources financières (3.3.1). Mais ces investissements paraissent rentables pour l'exploitant et profitables pour l'ensemble du système de production électrique français (3.3.2).

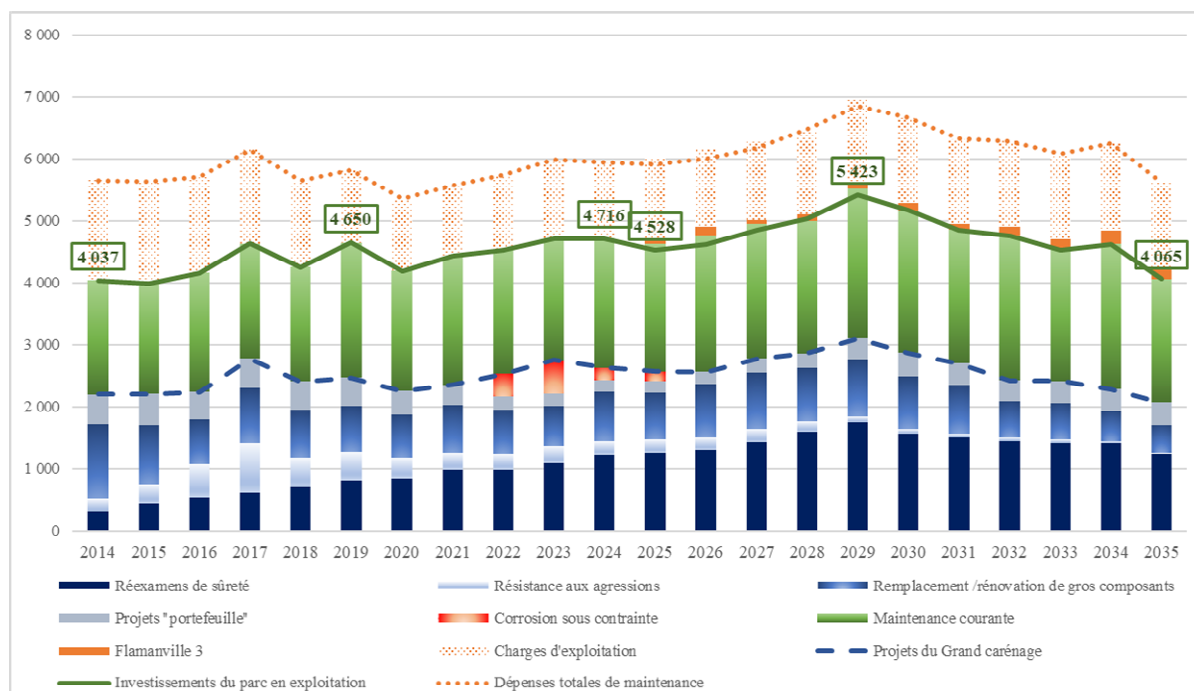
3.3.1 Des dépenses de maintenance encore appelées à croître

3.3.1.1 Des dépenses de « Grand carénage » pérennes

Début 2025, les projections d'EDF fixent le niveau d'investissement de la seconde phase du « Grand carénage » (2022-2028) à 33 Md€₂₀₂₂, soit un montant annuel moyen de 4,7 Md€₂₀₂₂, et anticipent les investissements d'une nouvelle phase pour la période 2029-2035 autour de 33,4 Md€₂₀₂₂. S'y ajoutent, pour approcher un périmètre plus exhaustif, la maintenance à compter de 2025 de la tranche de Flamanville 3 pour environ 0,1 Md€ annuels (hors travaux déjà prévus lors du premier arrêt programmé, comme le changement du couvercle de la cuve du réacteur par exemple) et de l'ordre de 1,3 Md€₂₀₂₂ annuels de charges d'exploitation (achats de maintenance et masse salariale).

L'évolution détaillée des dépenses de maintenance entre 2014 et 2035 (évolution constatée et projetée) est retracée dans le graphique suivant. Les dépenses sont exprimées en euros constants pour neutraliser les effets de l'inflation.

Graphique n° 16 : projection à début 2025 de l'évolution des dépenses de maintenance du parc nucléaire en exploitation de 2014 à 2035 (en millions d'euros constants - €₂₀₂₂)



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

La fiabilité de ces projections financières est à apprécier au regard de la pratique de prévision d'EDF, des marges et provisions intégrées et de la maturité technique des projets.

Tout d'abord, la perspective d'une nette décrue des investissements après 2029 doit être considérée avec prudence, au regard des lissages temporels pratiqués par EDF tant en raison de sa situation financière que des contraintes industrielles. D'ores et déjà, des arbitrages ont été rendus lors de l'élaboration du budget 2025 d'EDF visant à limiter de 450 M€ les investissements de la période 2025-2029. En 2015, la note de présentation du programme de « Grand carénage » prévoyait aussi qu'après 2025 les investissements devaient « retrouver le rythme récurrent d'environ 3 Md€/an à l'horizon 2023 », sans que cette baisse n'advienne.

D'autre part, les programmations actuelles de 2025 à 2035 intègrent des marges prudentielles nettes de l'ordre de 6 % du montant prévisionnel total des investissements du « Grand carénage » (incluant la maintenance courante). Ce niveau de marge est nettement inférieur à celui pris en compte en 2015, fixé alors à 16 %. Il reflète *a priori* une meilleure fiabilisation technique des projets et de meilleures prévisions financières associées. Dans le détail des projets, seul le coût de la cinquième visite décennale des réacteurs 900 MW, dont le périmètre reste incertain *selon* EDF, intègre une marge importante, à hauteur de 40 %.

Enfin, les hypothèses retenues à ce jour pour la période 2029-2035 restent préliminaires, cette période ne faisant pas encore l'objet d'une autorisation du conseil d'administration. Bien que le coût à terminaison du cinquième réexamen décennal du palier 900 MW soit estimé à ce jour en baisse de 10 % par rapport au quatrième réexamen, son contenu n'est ainsi pas connu.

précisément¹¹⁸. En outre, les dépenses prévisionnelles des projets d'augmentation de puissance de tranches reposent sur des hypothèses normatives, tout comme celles associées au cinquième réexamen du palier 1 300 MW et du quatrième réexamen du palier N4. Enfin, les études sur les travaux à engager pour faire face au changement climatique sont loin d'être finalisées comme la Cour a déjà pu le mettre en évidence¹¹⁹.

Nonobstant ces incertitudes, les projections établies par EDF sont robustes en l'état actuel des hypothèses retenues. Le haut niveau de dépense d'investissement et de maintenance du « Grand carénage » constaté de 2014 à 2024 est donc appelé à se poursuivre durablement, *a minima* durant la prochaine décennie.

3.3.1.2 Un suivi du programme de « Grand carénage » à renforcer

En 2022, le programme de « Grand carénage » a été prolongé jusqu'en 2028, le conseil d'administration précisant que la période du programme devait « *être étendue à 2035 afin de s'inscrire dans une trajectoire cohérente avec les enjeux du Groupe* ». Dictée par le changement de perspective quant à la poursuite de l'exploitation du parc, cette position confirme le caractère pérenne de ce programme industriel et invite à en réinterroger les modalités de suivi financier au regard du retour d'expérience de la période 2014-2024. En effet, l'adhérence apparente durant cette période entre les prévisions et l'exécution du programme de « Grand carénage » ne reflète pas les nombreux ajustements opérés.

Tout d'abord, le périmètre des dépenses d'investissement du parc en exploitation regroupées dans ce programme industriel a fortement évolué. La comptabilisation en dépenses d'investissement (CAPEX) de charges d'exploitation (OPEX) a été amendée à plusieurs reprises conduisant à accroître son périmètre *a minima* de 1 Md€ courants pour la période 2014-2025. Le programme opérationnel a en outre été élargi à de nouveaux projets (piscine centralisée d'entreposage des combustibles usés – retiré depuis –, cinquième réexamen décennal du palier 900 MW, deuxième programme sécuritaire, corrosion sous contrainte, etc.) et des besoins nouveaux ont été identifiés parmi les projets existants, notamment lors de la refonte du programme en 2022 (coudes du palier 1 300 MW, etc.).

Ensuite, les dépenses prévisionnelles ont fait l'objet d'importantes opérations d'optimisation technico-économiques (hypothèses techniques challengées, *benchmark* de coûts, etc.) et de lissages temporels. Entre l'approbation du programme en janvier 2015 et la mise en place d'une seconde phase en 2022, les prévisions de dépenses d'investissement du parc en exploitation pour la période 2014-2025 ont ainsi été réduites de 60,2 Md€ courants à 49,6 Md€ courants dont 8,4 Md€ d'optimisation et 5,1 Md€ de lissage¹²⁰. L'absence de suivi détaillé de la consommation des marges prévisionnelles (8,95 Md€₂₀₁₃ à l'origine soit environ 16 % des dépenses du programme) et des coûts à terminaison (au-delà donc de 2025) dans les documents communiqués au conseil d'administration ne permet pas aux membres de ce dernier

¹¹⁸ Le projet de VD5 900 comprend néanmoins le projet CAMOX d'allongement des durées de cycle pour les réacteurs MOXés dont les travaux seront prévus avant même la VD5 pour 19 des 24 réacteurs concernés.

¹¹⁹ Cour des comptes, *L'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires*, communication à la commission des finances du Sénat, 2023.

¹²⁰ La fermeture du site de Fessenheim a également contribué à réduire de 1,3 Md€ les dépenses prévisionnelles alors que les dépenses de maintenance courante progressaient de 4,2 Md€, dont une partie de la hausse ne correspond qu'à une requalification d'OPEX en CAPEX.

d'apprécier l'effet précis de ces optimisations sur l'exécution effective de chacun des projets de ce programme. Un suivi plus précis du coût des principaux projets du programme de « Grand carénage » apparaît donc nécessaire.

Enfin, la structure même du programme de « Grand carénage » et les indicateurs associés ont évolué à plusieurs reprises. Les 18 « projets » actuels¹²¹, qui consolident 2 000 « affaires » de taille hétérogène, sont regroupés au sein de « familles » ou de « domaines » qui ont fluctué entre 2015 et 2024. Il est regrettable en la matière que les diverses structures retenues ne permettent pas d'associer les projets aux trois objectifs poursuivis par la politique de maintenance du groupe : sûreté, amélioration de la performance du parc (disponibilité), prolongation de la durée d'exploitation.

Ces évolutions rendent complexe le suivi des délais et coûts du programme, alors qu'un audit de la direction de l'audit interne de 2023 a pointé des faiblesses dans la mise sous contrôle des plannings et des risques des projets, soulignant les insuffisances de supervision des coûts et délais de certains projets. Ces difficultés de suivi d'ailleurs ont été soulevées à plusieurs reprises par des administrateurs du groupe.

Si l'activité opérationnelle d'EDF justifie bien entendu des évolutions, la nature hybride du « Grand carénage » ne facilite pas sa bonne compréhension. Alors qu'il semblait à l'origine définir un programme d'une ampleur exceptionnelle prévue pour une durée donnée, celui-ci correspond désormais davantage à un haut niveau d'investissements à consentir chaque année pour prolonger l'activité de chacun des réacteurs jusqu'à une date de déclassement encore inconnue. En outre, le terme de « Grand carénage » recouvre aussi les modalités particulières de pilotage et d'organisation interne retenues par EDF pour les projets du parc en exploitation, ce qui contribue également à brouiller la lisibilité du programme industriel.

Aussi, une plus grande distinction entre les projets d'investissement et le niveau global de dépenses à consentir pour le « Grand carénage » apparaît nécessaire. Les projets intégrés au programme de « Grand carénage » (par exemple VD4 900 MW, remplacement des générateurs de vapeur, etc. - le « juste » niveau de définition d'un projet relevant de l'exploitant) doivent faire l'objet d'un suivi précis de leur montant et de leurs délais, indépendamment du respect du volume global de dépenses accordées au programme de « Grand carénage ». Cette précision apportée au suivi financier du programme permettrait de mieux en appréhender les changements de périmètre.

Recommandation n° 5. (EDF, APE, DGEC, 2026) : décliner de manière plus précise le suivi financier du programme de « Grand carénage » au niveau des projets déployés, afin d'assurer un meilleur contrôle de leurs délais et coûts.

3.3.2 Une poursuite de l'exploitation du parc nucléaire jusqu'à 60 ans *a priori* profitable

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire au-delà de la durée initialement envisagée suppose de s'assurer au préalable de la rentabilité économique de cette poursuite.

¹²¹ Le programme a fait l'objet d'un lotissement en novembre 2015. 26 projets avaient alors été créés.

Cette analyse nécessite de formuler des hypothèses concernant en particulier les prix futurs de vente de l'électricité et la disponibilité effective du parc nucléaire ; la rentabilité prévisionnelle des investissements à consentir est très sensible à ces hypothèses

3.3.2.1 Un cadre financier censé être plus favorable à l'avenir pour EDF

La vente de la production du parc nucléaire existant est soumise depuis le 1^{er} juillet 2011 à un mécanisme dit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), instauré par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité¹²². Établi sur le fondement des conclusions d'une commission présidée par Paul Champsaur, l'ARENH visait tout en même temps à préserver, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire, à assurer le financement du parc de production existant, et enfin à permettre à la concurrence de s'exercer. Il a permis aux fournisseurs alternatifs d'électricité d'accéder à une partie de la production du parc nucléaire d'EDF, à un prix régulé, fixé à 42 € / MWh depuis 2012, niveau destiné à couvrir les coûts complets du parc existant tout en restant inférieur aux prix de marché. Le plafond de la production concernée ne peut excéder pour une année 150 TWh¹²³ et les arrêtés ministériels l'établissant l'ont limité la plupart du temps à 100 TWh¹²⁴. Autorisé en 2012 par la Commission européenne dans le cadre du contentieux relatif aux tarifs réglementés de vente pratiqués par la France¹²⁵, ce dispositif doit prendre fin au 31 décembre 2025 après avoir nourri de nombreux débats sur la justesse du niveau de prix fixé pour ce quantum de production.

À l'issue de son évaluation relative à l'organisation des marchés de l'électricité en 2022, la Cour avait conclu qu'« *en l'absence d'ARENH, des revenus du nucléaire probablement plus élevés* » auraient été perçus par EDF, réallouant les bénéfices du parc de production en base comme cela avait été imaginé par la commission Champsaur¹²⁶. Toutefois, elle rappelait que « *l'objectif de l'ARENH, [...] ne consistait pas à financer le renouvellement du parc de production, mais à garantir, par un amortissement de l'ensemble des investissements sur le parc historique, une situation financière saine au moment d'aborder un tel renouvellement* ». La Cour constatait à cet égard, que de 2011 à 2021, « *les coûts comptables du nucléaire [étaient bien] couverts par les revenus* ».

Au regard des anticipations actuelles quant à l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives de rentabilité de l'exploitant paraissent plus favorables à compter de la suppression de l'ARENH au 1^{er} janvier 2026. Et ce, malgré l'instauration d'une taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire pour la production d'électricité par l'article 17 de la loi de finances initiales pour 2025. Celle-ci a été conçue comme un mécanisme de partage avec les consommateurs des revenus du nucléaire historique, le produit de ses prélèvements étant redistribués aux consommateurs. Elle consiste à prélever les revenus d'EDF, à hauteur de 50 % puis 90 %, au-delà de seuils de revenus dit de « taxation » puis « d'écêtement » dont les niveaux sont nettement supérieurs à celui de l'ARENH. Ils correspondent en effet aux coûts

¹²² Sa mise en œuvre a été précisée par le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011.

¹²³ Article L. 336-2 du code de l'énergie.

¹²⁴ À l'exception de 2022, où un complément de 20 TWh a été alloué à titre exceptionnel au regard de la crise des prix de l'énergie par le décret n° 2022-342 du 11 mars 2022 et l'arrêté du 11 mars 2022.

¹²⁵ Décision du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État SA.21918 mise à exécution par la France.

¹²⁶ Cour des comptes, *L'organisation des marchés de l'électricité*, rapport public thématique, 2022.

complets de production majorés entre 5 et 25 €/MWh pour le premier et entre 35 et 55 €/MWh pour le second, soit respectivement entre 65 et 85 €/MWh et entre 95 et 115 €/MWh en s'appuyant sur la dernière évaluation du coût de production du parc nucléaire existant réalisé par la CRE en 2023¹²⁷.

3.3.2.2 Une poursuite de l'exploitation du parc rentable pour EDF

Selon les dernières estimations actualisées à fin 2024 du programme « Grand carénage », dans l'hypothèse d'une prolongation de l'exploitation du parc existant de 40 à 60 ans, les coûts supplémentaires d'investissement (maintenance, réexamen de sûreté, etc.) et d'exploitation (combustible, masse salariale, etc.) à décaisser représenteraient 44,9 €₂₀₂₃ / MWh supplémentaire produit dont 13,3 €₂₀₂₃ / MWh au titre des investissements (CAPEX) et 31,6 €₂₀₂₃ / MWh au titre des charges d'exploitation (OPEX). Compte tenu des hypothèses retenues par EDF en termes de revenus issus du parc, la poursuite de l'exploitation du parc serait ainsi rentable, affichant, selon EDF, des taux de rendement interne (TRI)¹²⁸ pouvant élevés selon le scénario de prix considéré.

La prolongation de l'exploitation du parc nucléaire pour la seule période allant de 50 à 60 ans permettrait d'atteindre des rentabilités supérieures, selon les scénarios de prix, de fermeture ou non de tranches à l'occasion des cinquièmes visites décennales et de production effective, confirmant l'intérêt de cette prolongation. La rentabilité des prolongations est en revanche moindre pour le seul palier 900 MW, mettant en évidence un rapport moins favorable entre les coûts et productions additionnels attendus.

Selon EDF, cette rentabilité serait peu sensible à une dérive des coûts d'investissement, qui sont des hypothèses préliminaires au-delà de 2029 comme évoqué *supra* (périmètre réel des VD 5, conséquences du changement climatique, etc.). Un doublement des provisions pour risques ne réduirait ainsi que d'un point les TRI calculés. En revanche ces projections sont particulièrement sensibles aux revenus captés par le parc nucléaire existant (prix de vente principalement¹²⁹), ainsi qu'à la production effective du parc nucléaire, le scénario central d'EDF visant une production de l'ordre de 360 TWh pour le parc existant, hors EPR de Flamanville 3 (soit un facteur de charge de l'ordre de 70 % dont est retranchée la modulation économique supplémentaire attendue de l'évolution de l'équilibre offre – demande sur les marchés européens de l'électricité).

¹²⁷ La CRE avait estimé ce coût complet à 60,7 €₂₀₂₂/MWh pour la période 2026-2030, avec toutefois un cadre réglementaire proche de celui de l'ARENH, différent du schéma finalement adopté. Or, celui-ci pourrait conduire la CRE à modifier la rémunération du coût moyen pondéré du capital (CMPC) prise en considération.

¹²⁸ TRI nominal après impôt sur les sociétés calculés sur les *cash-flows* à partir de 2016.

¹²⁹ Les revenus du parc nucléaire comprennent également les revenus du mécanisme de capacités et les services systèmes rendus au gestionnaire de réseau, responsable de l'équilibre offre – demande.

3.3.2.3 Une prolongation de l'exploitation du parc existant avantageuse en termes économiques pour le système électrique français dans son ensemble

En 2021, dans son rapport relatif à l'analyse des coûts du système de production électrique en France¹³⁰, la Cour avait évalué le coût de prolongation du parc nucléaire existant, compte tenu des prévisions d'EDF, à plus de 35 €₂₀₁₅ / MWh dans son ensemble, et à au moins 38 €₂₀₁₅ / MWh pour le seul palier 900 MW et 30,5 €₂₀₁₅ / MWh pour le palier 1 300 MW¹³¹.

L'actualisation de cette estimation, réalisée par la Cour lors de cette instruction, conclut à une hausse du coût de prolongation, estimé désormais à 51,5 €₂₀₂₃/MWh pour la poursuite de 40 à 50 ans, soit 44 €₂₀₁₅/MWh, et à 50,8 €₂₀₂₃/MWh pour une poursuite de 40 à 60 ans.

Ce coût de prolongation, destiné à apprécier l'opportunité d'investir pour poursuivre l'exploitation du parc en le comparant au coût de production d'autres moyens, est à bien différencier du coût complet de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires, tel qu'estimé par la CRE en septembre 2025 à 60,3 €₂₀₂₆/MWh pour 2026-2028, dont les modalités de calcul fixées par décret sont différentes, prenant en compte notamment l'amortissement de tous les investissements depuis l'origine de la constitution du parc électronucléaire.

Les deux principales causes de l'augmentation observée depuis les précédents travaux de la Cour en 2021 proviennent de la prise en compte dans les charges d'exploitation futures du coût de renouvellement des installations du cycle combustible (en particulier les usines de La Hague), et de la révision à la baisse des taux de charge du parc existant et donc de sa production future.

En dépit de la hausse de l'estimation du coût de prolongation du parc existant, et au-delà de l'intérêt économique du seul exploitant EDF, cette actualisation, sous réserve de sa robustesse des hypothèses retenues (en particulier s'agissant de la production effective), confirme ainsi le fait que la prolongation du parc nucléaire existant constitue une des options les moins onéreuses pour le système électrique en termes de coût de production, comme l'a déjà mis en évidence le rapport de la Cour relatif aux coûts du système de production électrique en France précité. RTE a également rappelé en 2023 que « *les coûts de prolongation du nucléaire existant restent compétitifs comparés aux coûts de construction de nouvelles capacités* »¹³².

En 2020, les travaux conjoints de l'agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'agence européenne de l'énergie (AEN) avaient aussi conclu au fait que la poursuite de l'exploitation des parcs nucléaires existants était la solution décarbonée la moins coûteuse¹³³. En 2025, l'agence internationale de l'énergie a, dans une publication consacrée au regain

¹³⁰ Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, observations définitives publiées, 2021. Pour ce faire, la Cour retient une méthodologie comparant les coûts et les productions respectifs de deux scénarios d'arrêt à 40 ou 50 ans, la somme actualisée des écarts de CAPEX et d'OPEX, entre ces deux scénarios, rapportée à la somme actualisée des volumes supplémentaires de production annuels associés au scénario d'arrêt à 50 ans déterminant le coût de prolongation brut, dont est déduit le moindre coût actualisé de production lié aux décaissements plus tardifs des dépenses de post-exploitation et de démantèlement.

¹³¹ Pour un facteur de charge moyen de 75 % (non constaté entre 2016 et 2024).

¹³² RTE, *Bilan prévisionnel 2023-2035*, Chapitre 9, économie du système électrique, 2023 (p.31).

¹³³ AIE-AEN, *Projected costs of generating electricity* – édition 2020, p.147.

d'intérêt porté à l'énergie nucléaire, de nouveau mis en exergue cet avantage comparatif par rapport à d'autres moyens de production (cf. annexe n° 8)¹³⁴.

Sous réserve du contenu précis des cinquièmes réexamens décennaux et du retour dans la durée à une disponibilité satisfaisante du parc, la prolongation de l'exploitation du parc nucléaire existant jusqu'à 60 ans constitue donc une option particulièrement avantageuse en termes économiques pour le mix de production électrique français. Cela ne doit toutefois absolument pas atténuer la nécessaire maîtrise des coûts des projets du programme de « Grand carénage » et des travaux de maintenance, qui restent encore très élevés pour les années à venir.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le programme START 2025, lancé par EDF en 2019, vise à remédier aux difficultés de maîtrise des arrêts de tranche en retenant cette unique priorité opérationnelle. Il constitue une rupture avec les plans de remédiation antérieurs, notamment parce qu'il laisse des marges de manœuvre accrues aux sites nucléaires et parce qu'il restaure la place des métiers techniques. Bénéficiant d'un pilotage et d'un suivi constant, de premiers résultats encourageants sont perceptibles mais, le déploiement ayant été ralenti par les crises du Covid-19 et de la corrosion sous contrainte, ils n'ont pas suffisamment d'antériorité pour être considérés comme pérennes. En 2025, il importe donc de déterminer les conditions de la poursuite de ce programme.

En parallèle, EDF a entrepris une révision de sa politique d'achat afin de privilégier la logique partenariale, garante de la qualité des réalisations. À cet effet, la politique fournisseurs de l'entreprise a été revue, dimension cruciale dans la mesure où la sous-traitance représente 80 % des activités de maintenance, pour privilégier un nombre plus restreint mais qualitatif de fournisseurs. Des actions visant à renforcer les ressources et compétences ont également été engagées en coopération avec la filière nucléaire. Ces démarches restent toutefois trop récentes pour que l'on puisse en mesurer tous les effets. Par ailleurs, EDF a engagé, depuis 2020, un mouvement de réinternalisation de certaines activités et compétences qu'il juge stratégiques. Une clarification des activités ou compétences dont la maîtrise est jugée critique serait néanmoins utile de même qu'une mise en cohérence des initiatives engagées en la matière tant par les services centraux d'EDF que par ses centres nucléaires de production électrique. Cette évolution de la politique partenariale d'EDF devra néanmoins s'accompagner d'un renforcement des mesures de prévention des risques de fraudes et falsifications, alors que des irrégularités sont mises au jour de manière régulière depuis 2015.

Enfin, pour relever ses défis, EDF prévoit de continuer à mobiliser d'importants financements en faveur des activités de maintenance. La seconde phase du « Grand carénage » prévoit ainsi un total de 33 Md€₂₀₂₂ de dépenses d'investissement pour le parc en exploitation entre 2022 et 2028 et autant entre 2029 et 2035. Le caractère pérenne de ce programme industriel nécessiterait néanmoins de redéfinir le suivi financier de ses principaux projets pour mieux en garantir la maîtrise des coûts et des délais. En tout état de cause, il apparaît toutefois que la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire existant, jusqu'à 50 ans puis 60 ans,

¹³⁴ Agence internationale de l'énergie, The Path to a New Era for Nuclear Energy, 2025. Les hypothèses retenues relatives aux coûts de financement du capital et de taux de production du parc sont toutefois favorables au regard des situations constatées pour le parc français.

pourrait s'avérer particulièrement rentable pour EDF s'il atteint ses prévisions de production et sous réserve des conditions et prix de vente de l'électricité, avec des taux de rendements internes attendus élevés. Le coût de prolongation actualisé du parc existant, de 40 à 60 ans, estimé à 51 €₂₀₂₃ / MWh, reste par ailleurs très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités de production. Sous réserve des hypothèses précitées, cela constitue donc, en termes économiques, une option avantageuse pour le système de production électrique français.

ANNEXES

Annexe n° 1.	Glossaire.....	90
Annexe n° 2.	Définitions de la maintenance	91
Annexe n° 3.	Le parc électronucléaire français d'EDF SA.....	92
Annexe n° 4.	Le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC).....	105
Annexe n° 5.	Le phénomène de ségrégation carbone	111
Annexe n° 6.	Les difficultés structurelles liées à la maintenance opérationnelle	112
Annexe n° 7.	Dépenses de maintenance et d'investissement du parc en exploitation.....	114
Annexe n° 8.	Rentabilité des investissements liés à la poursuite de l'exploitation du parc en exploitation.....	120

Annexe n° 1. Glossaire

AIEA	Agence internationale pour l'énergie atomique
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ASR	Arrêt pour simple rechargement
ASN	Autorité de sûreté nucléaire (jusqu'au 31/12/2024)
ASNR	Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (à compter du 1 ^{er} /01/2025)
AT	Arrêt de tranche
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (charges d'investissement)
CNPE	Centre nucléaire de production d'électricité
CSC	Corrosion sous contrainte
DPN	Division de la production nucléaire
DUS	Diesel d'ultime secours
EDF	Électricité de France
EIP	Équipement important pour la protection
EPR	<i>European Pressurized Reactor</i>
ESS	Évènements significatifs pour la sûreté
GV	Générateur de vapeur
IGSNR	Inspecteur général de la sûreté nucléaire et la radioprotection d'EDF SA
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (jusqu'au 31/12/2024)
JEPP	jour équivalent pleine puissance
MQME	Maîtrise de la qualité de maintenance et d'exploitation
MVM	Maîtrise des volumes de maintenance
MW	Mégawatt électrique (indication de puissance électrique)
MWh	Mégawattheure (indication d'énergie consommé : 1 MWh = 1 millier de kWh)
NQM	Non qualité de maintenance
OPEX	<i>Operationnal expenditure</i> (charges d'exploitation)
PBMP	Programme de base de maintenance préventive
PMT	Plan à moyen terme
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RCCP	Remplacement de composant du circuit primaire
RGV	Remplacement de générateur de vapeur
RTE	Réseau Transport d'Électricité
START	Soyons tous acteurs de la réussite des arrêts de tranche
TOT	Tâches d'ordre de travail
TEM	Tranche en marche
TRI	Taux de rendement interne
TWh	Térawattheure (1 TWh = 1 milliard de kWh)
VD	Visite décennale
VP	Visite partielle
WANO	<i>World association of nuclear operators</i>
WENRA	<i>Western Europe nuclear regulators association</i>

Annexe n° 2. Définitions de la maintenance

Le référentiel managérial des produits de maintenance d'EDF en vigueur définit de la manière suivante les différentes typologies de maintenance :

Maintenance préventive : maintenance exécutée selon des intervalles de temps prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinée à réduire la probabilité de défaillance d'un bien. Parmi les actions de maintenance préventive, on distingue celles qui sont issues de la réglementation, imposées par les règles générales d'exploitation (RGE), notamment les essais périodiques, imposées par le maintien de la qualification aux conditions accidentelles, et celle décidées en complément de ce qui précède au regard des enjeux de la DPN.

Maintenance programmée : maintenance préventive exécutée selon des intervalles de temps prédéterminés ou selon un nombre défini d'unités d'usage (par exemple : nombre d'heures de fonctionnement, nombre de démarrages, etc.).

Maintenance systématique : maintenance préventive sans contrôle préalable de l'état du bien.

Maintenance conditionnelle : maintenance préventive basée sur une surveillance du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions de maintenance préventive qui peuvent en découler. La surveillance du fonctionnement et des paramètres peut être exécutée selon un calendrier, à la demande, ou de façon continue. La maintenance conditionnelle recouvre les activités de surveillance en fonctionnement y compris les essais périodiques, les rondes, les inspections externes, les contrôles et les visites des équipements.

Maintenance par échantillonnage ou appareils témoins : maintenance préventive sur un échantillon de composants, appelés « appareils témoins », sélectionnés au sein d'une famille de composants semblables et exploités de la même manière.

Matériel qualifié aux conditions accidentelles : équipement important pour la protection de intérêts relatifs au risque radiologique (EIPs) dont l'aptitude à remplir sa fonction de sûreté en conditions accidentelles est garantie par un processus de qualification.

Maintenance exceptionnelle : maintenance réalisée en complément de la maintenance préventive et de manière anticipée visant généralement à maintenir la capacité d'un composant ou d'un système à remplir sa fonction dans la durée. La notion de maintenance exceptionnelle recouvre les opérations de maintenance préventive qui se démarquent par un ou plusieurs aspects suivants : investissement financier important, caractère singulier (opérations qui n'interviennent qu'une à quelques fois dans la durée de fonctionnement des tranches), difficulté technique, délais d'études et/ou de fabrication longs, impact fort sur les durées d'arrêt nécessaires à la réalisation de l'opération.

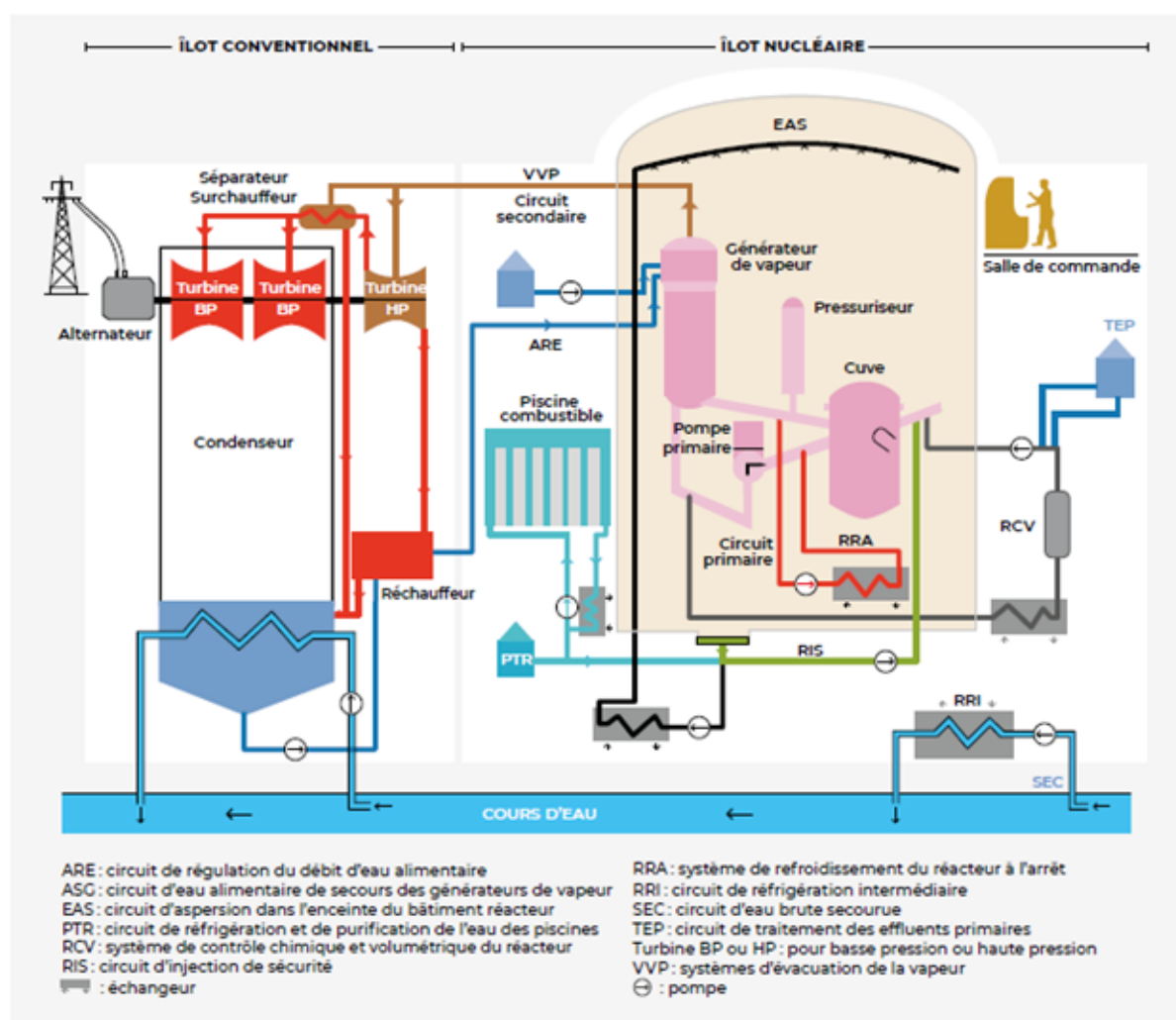
Maintenance corrective : maintenance exécutée après détection d'une défaillance et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise. Les termes employés de maintenance correction ou de maintenance fortuite sont équivalents.

Annexe n° 3. Le parc électronucléaire français d'EDF SA

Description du parc d'EDF en exploitation en France

Le parc de réacteurs électronucléaires, exploités par EDF en France, est composé au 1^{er} janvier 2025 de 57 réacteurs à eau sous pression (REP), proches techniquement, formant un parc standardisé. Les réacteurs sont classés selon leur modèle (« palier ») et leur puissance électrique. 56 réacteurs sont dits « de génération II » et le réacteur EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3, mis en service en 2024, est dit « de génération III ».

Schéma n° 2 : principe de fonctionnement d'un réacteur à eau sous pression



Source : ASN, rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2023, 2024.

Tableau n° 9 : liste des réacteurs en exploitation au 1^{er} janvier 2025

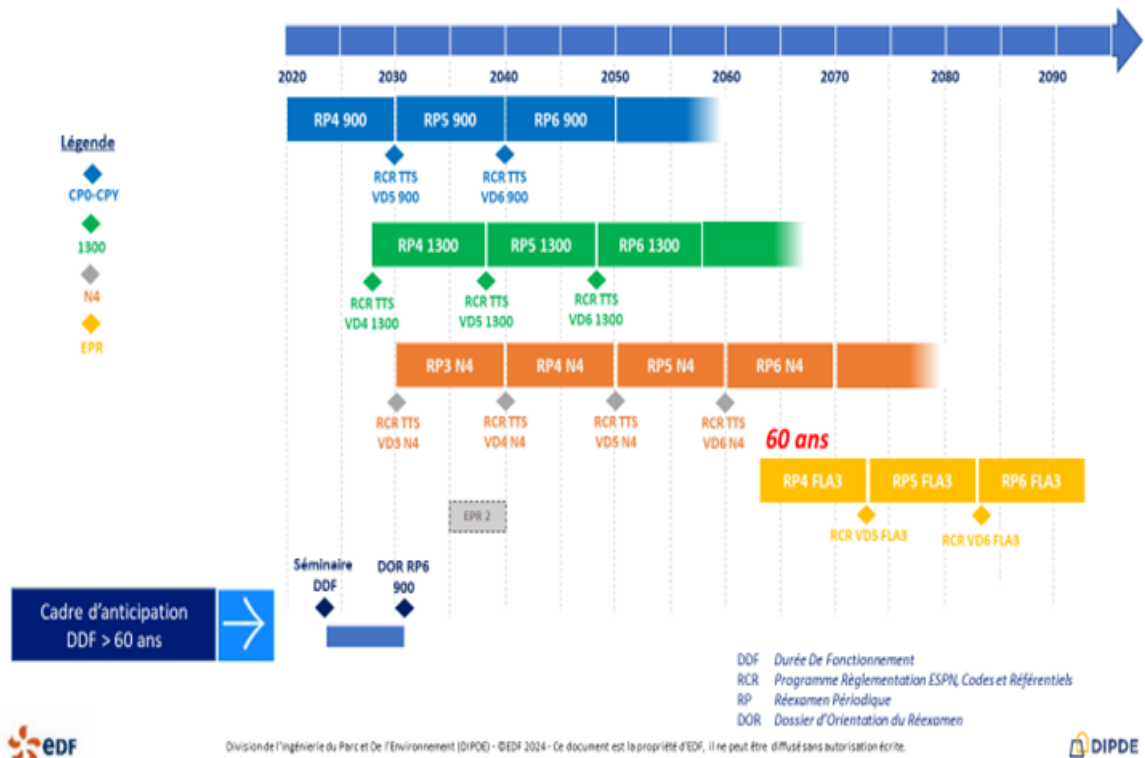
Tranche nucléaire	Puissance en MW	Puissance arrondie	Palier	Année de mise en service	Âge en 2024 en années	Année de VD1	Année de VD2	Année de VD3	Année de VD4
Bugey 1	910	900	CP0	1978	46	1989	2000	2010	2020
Bugey 2	910	900	CP0	1978	46	1991	2002	2013	2023
Bugey 3	880	900	CP0	1979	45	1990	2001	2011	2020
Bugey 4	880	900	CP0	1979	45	1991	2001	2011	2021
Dampierre-sur-Burly 1	890	900	CP1	1980	44	1990	2000	2011	2021
Dampierre-sur-Burly 2	890	900	CP1	1980	44	1991	2002	2012	2022
Gravelines 1	910	900	CP1	1980	44	1990	2001	2011	2021
Gravelines 2	910	900	CP1	1980	44	1991	2002	2013	2023
Gravelines 3	910	900	CP1	1980	44	1992	2001	2012	2022
Tricastin 1	915	900	CP1	1980	44	1990	1998	2009	2019
Tricastin 2	915	900	CP1	1980	44	1991	2000	2011	2021
Tricastin 3	915	900	CP1	1980	44	1992	2001	2012	2022
Blayais 1	910	900	CP1	1981	43	1992	2002	2012	2022
Dampierre-sur-Burly 3	890	900	CP1	1981	43	1992	2003	2013	2023
Dampierre-sur-Burly 4	890	900	CP1	1981	43	1993	2004	2014	2024
Gravelines 4	910	900	CP1	1981	43	1992	2003	2014	2024
Saint-Laurent-des-eaux 1	915	900	CP2	1981	43	1995	2005	2015	2025
Saint-Laurent-des-eaux 2	915	900	CP2	1981	43	1993	2003	2013	2023
Tricastin 4	915	900	CP1	1981	43	1992	2004	2014	2024
Blayais 2	910	900	CP1	1982	42	1993	2003	2013	2023
Chinon 1	905	900	CP2	1982	42	1994	2003	2013	2023

Tranche nucléaire	Puissance en MW	Puissance arrondie	Palier	Année de mise en service	Âge en 2024 en années	Année de VD1	Année de VD2	Année de VD3	Année de VD4
Blayais 3	910	900	CP1	1983	41	1994	2004	2015	2024
Blayais 4	910	900	CP1	1983	41	1995	2005	2015	2025
Chinon 2	905	900	CP2	1983	41	1996	2006	2016	2026
Cruas 1	915	900	CP2	1983	41	1995	2005	2015	2025
Cruas 2	915	900	CP2	1984	40	1997	2007	2018	2027
Cruas 3	915	900	CP2	1984	40	1994	2004	2014	2024
Cruas 4	915	900	CP2	1984	40	1996	2006	2016	2026
Gravelines 5	910	900	CP1	1984	40	1996	2006	2016	2026
Paluel 1	1330	1300	P4	1984	40	1996	2006	2016	2026
Paluel 2	1330	1300	P4	1984	40	1995	2005	2018	2026
Flamanville 1	1330	1300	P4	1985	39	1997	2008	2018	2028
Gravelines 6	910	900	CPY	1985	39	1997	2007	2018	2028
Paluel 3	1330	1300	P4	1985	39	1997	2007	2017	2027
Saint-Alban-du-Rhône 1	1335	1300	P4	1985	39	1997	2007	2017	2027
Cattenom 1	1300	1300	P'4	1986	38	1997	2006	2016	2027
Chinon 3	905	900	CP2	1986	38	1999	2009	2019	2029
Flamanville 2	1330	1300	P4	1986	38	1998	2008	2019	2029
Paluel 4	1330	1300	P4	1986	38	1998	2008	2019	2029
Saint-Alban-du-Rhône 2	1335	1300	P4	1986	38	1998	2008	2018	2028
Belleville 1	1310	1300	P'4	1987	37	1999	2010	2020	2030
Cattenom 2	1300	1300	P'4	1987	37	1998	2008	2018	2028
Chinon 4	905	900	CP2	1987	37	2000	2010	2020	2030
Nogent-sur-Seine 1	1310	1300	P'4	1987	37	1998	2009	2019	2029
Belleville 2	1310	1300	P'4	1988	36	1999	2009	2019	2029
Nogent-sur-Seine 2	1310	1300	P'4	1988	36	1999	2010	2020	2030
Cattenom 3	1300	1300	P'4	1990	34	2001	2011	2021	2031

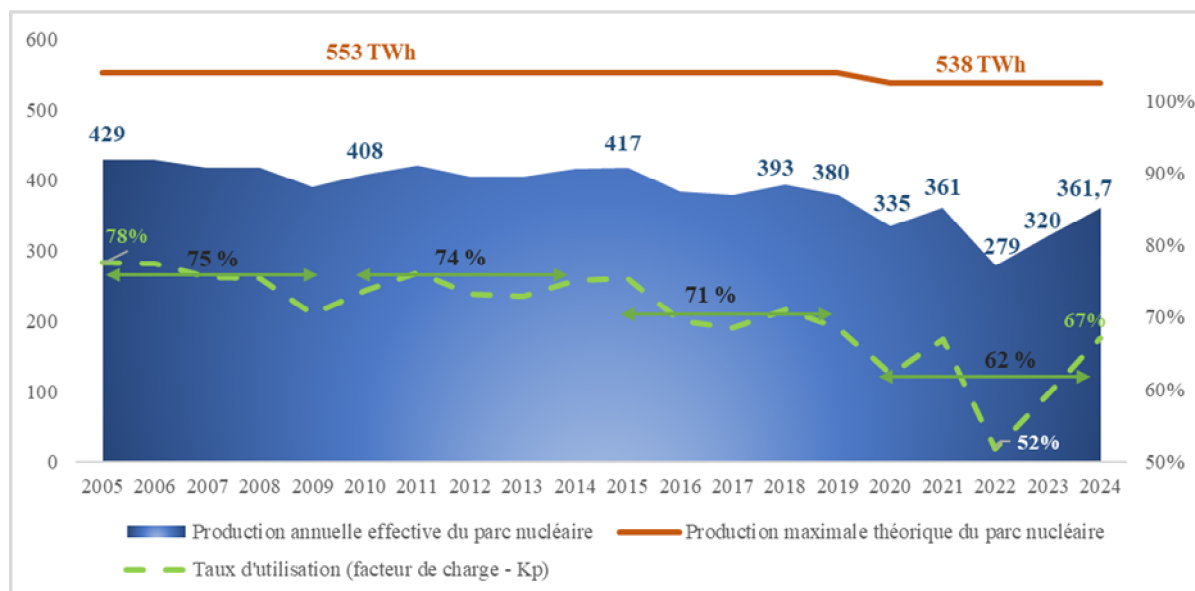
Tranche nucléaire	Puissance en MW	Puissance arrondie	Palier	Année de mise en service	Âge en 2024 en années	Année de VD1	Année de VD2	Année de VD3	Année de VD4
Golfech 1	1310	1300	P'4	1990	34	2001	2012	2022	2032
Penly 1	1330	1300	P'4	1990	34	2002	2011	2021	2031
Cattenom 4	1300	1300	P'4	1991	33	2003	2013	2023	2033
Penly 2	1330	1300	P'4	1992	32	2004	2014	2024	2034
Golfech 2	1310	1300	P'4	1993	31	2004	2014	2025	2034
Chooz 1	1500	1500	N4	1996	28	2010	2020	2030	2040
Chooz 2	1500	1500	N4	1997	27	2009	2019	2029	2039
Civaux 1	1495	1500	N4	1997	27	2011	2021	2031	2041
Civaux 2	1495	1500	N4	1999	25	2012	2022	2032	2042
Flamanville 3	1630	1650	EPR	2024	0	n.d	n.d	n.d	n.d

Source : Cour des comptes

Schéma n° 3 : calendriers des réexamens décennaux



Source : EDF

*Indicateurs de performance du parc en exploitation***Graphique n° 17 : évolution de la production nucléaire du parc électronucléaire français de 2005 à 2024 (en TWh) et facteur de charge du parc (en %)**

Note de lecture : la baisse de la production maximale théorique est liée à la fermeture du CNPE de Fessenheim.
Source : Cour des comptes d'après les données de l'open data d'EDF SA

Tableau n° 10 : indicateurs de charge, de disponibilité et d'utilisation du parc de 2005 à 2024

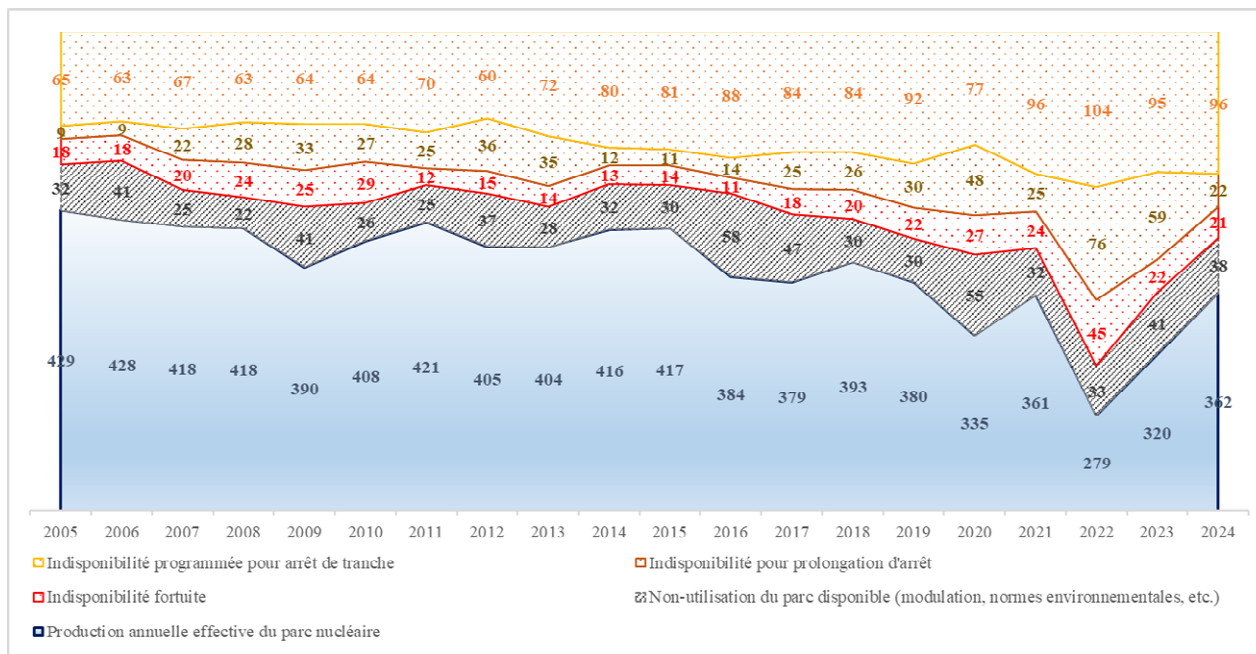
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Production (TWh)	429	428	418	418	390	408	421	405	404	416
Facteur de charge du parc (%) - Kp	77,6	76,1	75,6	75,3	70,5	73,8	76,1	73	73	75,2
Coefficient d'utilisation du parc (%) - Ku	93,0	91,0	94,3	95,1	90,4	94,0	94,3	91,6	93,6	93,0
Coefficient de disponibilité du parc (%) - Kd	83,4	83,6	80,2	79,2	78	78,5	80,7	79,7	78	80,9
Coefficient de disponibilité du parc en hiver (%) - Kd Hiver	92,9	90,1	89,9	92,4	86,8	94,6	92,3	91,5	92,9	93,4
Indisponibilité fortuite (%) - Kif	3,2	3,3	3,7	4,4	4,6	5,2	2,2	2,8	2,6	2,4
Indisponibilité programmée (%) - Kivt	13,4	13,1	16,1	16,4	17,4	16,3	17,1	17,5	19,4	16,7
dont indisponibilité pour prolongation d'arrêt (%) - Kipr	1,6	1,7	4	5	5,9	4,8	4,5	6,6	6,3	2,2

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Production (TWh)	417	384	379	393	380	335	361	279	320	362
Facteur de charge du parc (%) - Kp	75,4	69,2	68,6	71,1	68,6	61,7	67	51,9	59,6	67,2
Coefficient d'utilisation du parc (%) - Ku	93,3	86,9	89,0	92,9	92,7	85,8	91,9	89,3	88,6	90,6
Coefficient de disponibilité du parc (%) - Kd	80,8	79,6	77,1	76,5	74	71,9	72,9	58,1	67,3	74,1
Coefficient de disponibilité du parc en hiver (%) - Kd Hiver	93,4	92,9	90,2	87,1	81,7	81,4	75,6	70,4	77,9	83,2
Indisponibilité fortuite (%) - Kif	2,5	2,0	3,3	3,7	4,0	5,0	4,6	8,3	4,2	3,9
Indisponibilité à partir de 2022 hors CSC	0	0	0	0	0	0	0	2,36	3,69	3,9
Indisponibilité programmée (%) - Kivt	16,7	18,4	19,6	19,8	22,1	23,1	22,6	33,6	28,5	21,9
dont indisponibilité pour prolongation d'arrêt (%) - Kipr	2	2,5	4,5	4,7	5,5	8,9	4,7	14,2	10,9	4,1

Note de lecture : le coefficient de disponibilité en hiver pour 2024 est provisoire, l'hiver 2024-2025 n'étant pas terminé au moment du recueil de ces données.

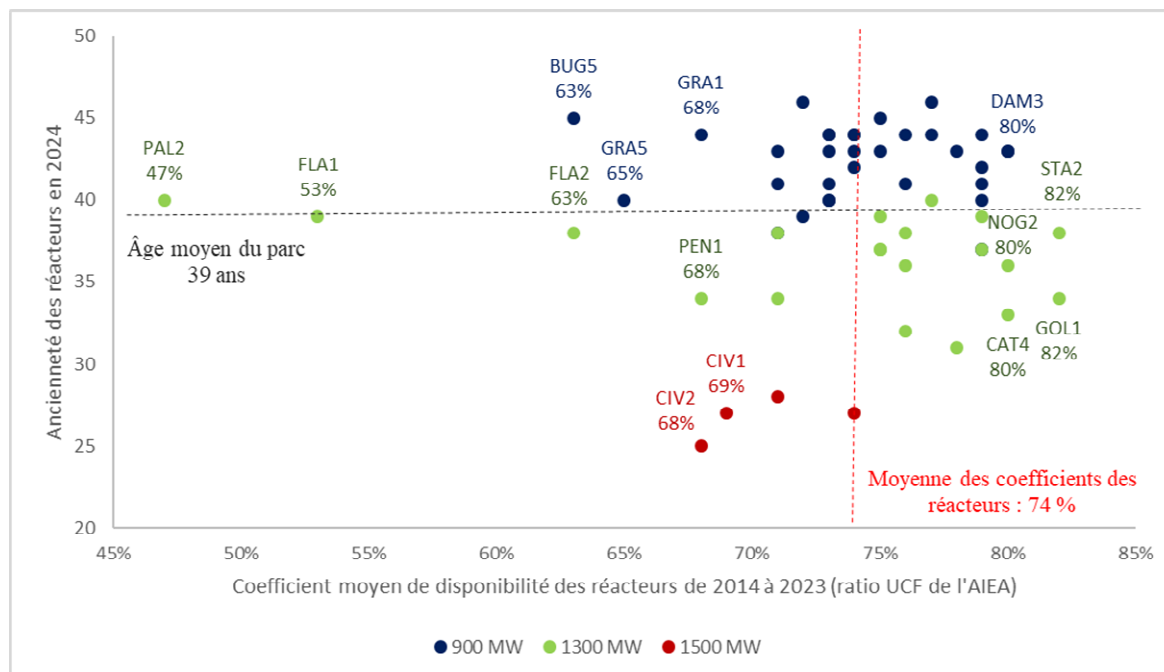
Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

Graphique n° 18 : répartition des « pertes » de production par rapport à la capacité maximale théorique du parc électronucléaire, par cause, de 2005 à 2024 (en TWh)



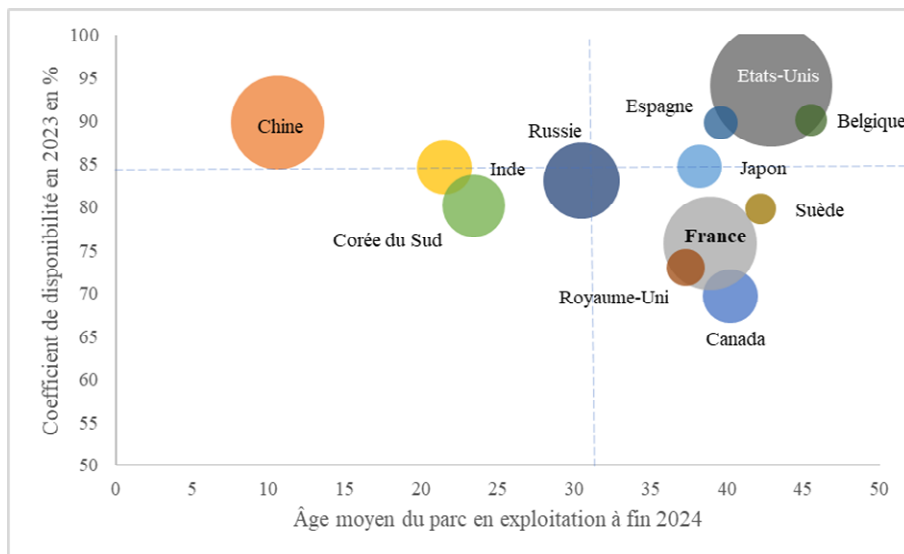
Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

Graphique n° 19 : taux de disponibilité des différents réacteurs du parc nucléaire français de 2014 à 2023 selon l'ancienneté des réacteurs (en pourcentage)



Source : Cour des comptes d'après les données de l'AIEA (rapport Operating experience, édition 2024).

Graphique n° 20 : taux de disponibilité des parcs nucléaires en exploitation dans plusieurs États en 2023 selon l'importance et l'ancienneté du parc nucléaire



Note de lecture : la taille des bulles correspond au nombre de réacteurs, la disponibilité pour 2023 est présentée selon le facteur unity capability factor¹³⁵ de l'AIEA (en %) et l'âge moyen est en années (à fin 2024). Pour la France, la donnée 2023 est corrigée de la perte de production liée à la corrosion sous contrainte.

Source : Cour des comptes d'après les données publiées par l'AIEA pour la disponibilité des réacteurs (power reactor information system) et les données du world nuclear industry report status pour l'âge moyen

¹³⁵ Ce ratio *unity capability factor* (UCF) calculé par l'AIEA déduit de la production maximale théorique les pertes d'énergies planifiées et fortuites et exclut les causes externes à l'exploitant. Il se rapproche du coefficient de disponibilité d'EDF SA. Cf. AIEA, *Operating experience*, édition 2024 (p.8).

*Indicateurs relatifs à la radioprotection et à la sécurité des travailleurs***Tableau n° 11 : évolution d'indicateurs de sûreté et radioprotection suivis par l'IGSNR d'EDF SA**

	2005	2010	2014	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nonmbre d'ESS par réacteurs pour non-conformité aux STE	1,55	1,55	1,55	1,8	1,5	1,5	1,5	1,1	1
Nombre d'ESS par non-conformité réacteur pour réactivité	-	-	-	0,9	0,6	1	0,7	0,7	0,7
Nombre d'arrêts automatiques du réacteur (AAR), par réacteur et pour 7 000h de criticité	0,89	0,69	0,53	0,53	0,29	0,53	0,36	0,32	0,54
Dosimétrie opérationnelle moyenne collective, par tranche en service (en hSv)	0,78	0,62	0,72	0,74	0,61	0,71	0,67	0,72	0,75
Nombre de personne dose > 20 mSv	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de personne dose 16 mSv > x > 20 mSv	28	3	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de personne dose 14 mSv > x > 16 mSv	-	60	5	0	0	0	0	0	0
Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt Tfg pour 1 million d'heures travaillées (EDF et prestataires)	5,5	4,1	3,2	3,3	2,9	2,9	3,1	3,1	3,6
Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt LTIR pour 1 million d'heures travaillées (EDF et prestataires)	-	-	-	2,4	2,2	2,2	2	2	2

Source/note : Cour des comptes d'après les rapports de l'IGSNR d'EDF

En matière de dosimétrie collective, l'indicateur d'exposition stagne depuis 2010 après avoir connu une forte décline depuis le début des années 1990 où elle s'établissait à près de 2 hommes Sv par an et par réacteur¹³⁶. Cette forte réduction est constatée au niveau mondial, grâce aux progrès réalisés en matière de conditions d'exploitation, de réduction des termes sources, et d'organisation du travail.

Les données recueillies dans le cadre du programme ISOE (*information system on occupational exposure*), soutenu par l'agence européenne du nucléaire (AEN) de l'OCDE et l'agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et qui fédère les producteurs d'électricité et les autorités de régulation nationales d'une trentaine de pays, permettent d'établir des listes de doses collectives pour les différents types de réacteur et de situer le parc français à date.

Or, pour l'année 2023, en considérant la même technologie de réacteurs à eau pressurisée, la dosimétrie collective annuelle moyenne constatée sur le parc français s'établit parmi les plus élevée. Elle n'était que de 0,34 homme Sv par an et par réacteur en service pour les États-Unis, de 0,72 pour le Royaume-Uni (pour un seul réacteur de type REP, les principaux réacteurs en service sont des réacteurs refroidis au gaz avec une dosimétrie collective très faible de 0,16), de 0,27 pour la Suisse, ou encore de 0,37 en Chine¹³⁷.

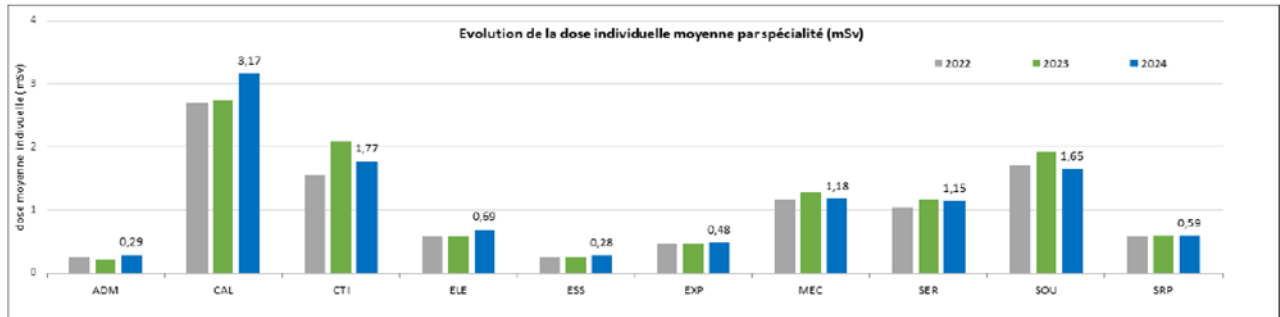
En outre, il convient de relever que ces données agrégées au niveau du parc masquent d'importantes disparités selon les situations individuelles (qui peuvent contraindre les

¹³⁶ Joel Guidez et Anne Saturnin, *Evolution of the collective radiation dose of nuclear reactors from the 2nd through to the 3rd generation and 4th generation sodium-cooled fast reactors*, EPJ Nuclear & Science Technologies, 2017.

¹³⁷ ISOE, *Annuel country report*, 2023.

opérations de maintenance) et selon les corps de métier. Les rapports annuels de l'ASNR mettent ainsi en évidence ces disparités.

Graphique n° 21 : dosimétrie individuelle par spécialité de 2022 à 2024 (en mSv)



Note de lecture : ADM = administratif ; CAL = calorifugeur ; CTI = contrôle inspection ; ELE = électricité ; ESS = essais ; EXP = exploitation ; MEC = mécanicien ; SER = servitudes ; SOU = soudeurs ; SRP = services de radioprotection.

Source : ASNR

Indicateurs relatifs aux rejets dans l'environnement

Le bilan de l'état radiologique de l'environnement français pour les années 2021 à 2023, établi par l'IRSN, indique s'agissant des rejets radioactifs (les deux principaux étant le tritium et le carbone 14) que « *Les activités mesurées dans l'environnement des CNPE et les estimations des doses susceptibles d'en résulter pour la population locale présentées dans ce bilan sont très proches de celles estimées dans les Bilans radiologiques précédents ; cela résulte de la constance globale des rejets de ces installations. [...] Ces doses se situent plus de mille fois en dessous de la limite réglementaire de dose admissible en lien avec une exposition d'origine artificielle (hors exposition médicale) pour la population établie à 1 mSv/an dans le code de la santé publique (art. R. 1333-11).* »

Les principaux rejets radioactifs sont présentés dans le tableau ci-après.

Tableau n° 12 : gammes des rejets annuels radioactifs gazeux et liquides pour la période 2020-2022 des sites de production d'électricité nucléaire

TABLEAU 1 / GAMMES DES REJETS ANNUELS ATMOSPHERIQUES (min. et max.) (GBq/an) POUR LA PÉRIODE 2020-2022 EN FONCTION DE LA PUISSANCE IMPLANTÉE SUR CHAQUE SITE

CNPE	Gaz rares	Tritium (³ H)	Carbone-14 (¹⁴ C)	Iodes	PF/PA*
Gravelines	1 314 - 1 361	1 635 - 1 758	700 - 1 320	0,063 - 0,07	0,005 - 0,013
Cattenom, Paluel	550 - 1 572	1 577 - 2 132	652 - 994	0,03 - 0,06	0,005 - 0,008
Bugey, Cruas, Chinon, Dampierre, Tricastin, Blayais	482 - 4 722	620 - 1 458	360 - 1 149	0,016 - 0,23	0,002 - 0,013
Civaux, Chooz	292 - 2 679	557 - 1 090	130 - 275	0,009 - 0,117	0,001 - 0,004
Belleville, Flamanville, Golfech, Nogent, Penly, St-Alban	150 - 1 753	543 - 1 223	98 - 771	0,01 - 0,108	0,001 - 0,014
Fessenheim, St-Laurent	31 - 344	286 - 688	22 - 342	0,007 - 0,026	0,0006 - 0,002

* PF/PA : produits de fission/produits d'activation : cobalt-60, cobalt-58, argent-110m, césium-137... (glossaire du chapitre 5).

TABLEAU 2 / GAMMES DES REJETS ANNUELS LIQUIDES (min. et max.) (GBq/an) POUR LA PÉRIODE 2020-2022 EN FONCTION DE LA PUISSANCE DES RÉACTEURS IMPLANTÉS SUR CHAQUE SITE

CNPE	Tritium (³ H)	Carbone-14 (¹⁴ C)	Iodes	PF/PA*
Gravelines	46 474 - 59 679	39,7 - 44,9	0,03 - 0,041	2,48 - 3,61
Cattenom, Paluel	69 912 - 102 182	28,9 - 48,0	0,009 - 0,02	0,49 - 1,31
Bugey, Cruas, Chinon, Dampierre, Tricastin, Blayais	30 438 - 44 303	7,6 - 63,8	0,01 - 0,03	0,35 - 1,69
Civaux, Chooz	5 248 - 60 124	1,5 - 39,2	0,002 - 0,03	0,11 - 0,89
Belleville, Flamanville, Golfech, Nogent, Penly, St-Alban	1 555 - 57 252	0,73 - 44,7	0,005 - 0,02	0,13 - 0,76
Fessenheim, St-Laurent	1 166 - 22 796	0,16 - 14,9	0,002 - 0,008	0,2 - 0,68

* PF/PA : produits de fission/produits d'activation : cobalt-60, cobalt-58, argent-110m, césium-137... (glossaire du chapitre 5).

Source : IRSN, Bilan de l'état radiologique de l'environnement français pour les années 2021 à 2023

Dans son analyse du retour d'expérience de l'exploitation des CNPE pour les exercices 2015 à 2017, l'IRSN indique s'agissant des rejets radioactifs : « EDF maintient et même poursuit ses efforts de réduction et de maîtrise des rejets. L'ensemble des actions d'EDF s'est notamment traduit par une réduction très sensible de l'activité des rejets d'effluents liquides dont l'activité rejetée a désormais atteint un niveau plancher autour de 0,3 GBQ/réacteur/an (division par 100 de l'activité des rejets, sauf pour le tritium et le carbone 14, depuis 1985, et division par 10 depuis 1994) [...] les analyses de surveillance de l'environnement [...] confirment une baisse générale de l'activité des radionucléides émetteurs gamma artificiels mesurés »¹³⁸.

En ce qui concerne l'analyse des rejets chimiques et thermiques des CNPE, les bilans annuels d'information du public permettent de recueillir une information, en partie standardisée, quant à leur teneur.

Tableau n° 13 : rejets chimiques et thermiques de sites en 2023

Année	CNPE	Rejets chimiques						Rejets thermiques	
		Acide borique (kg)	Hydrazine (kg)	Ammonium (kg)	Phosphate (kg)	Sodium (flux maxi 24h - kg)	Chlorures (flux maxi 24h - kg)	Echauffement maximum en °c	Température max au point de rejet en °c
2023	BEL	4 390	0,81	227	320	594	1 080	0,52	
2023	BLA	11 900	0,81	1 130	232				
2023	BUG	8 280	1,30	2 460	501			6,50	
2023	CAT	12 820	1,06	3 581	735	3 119	5 255	1,00	
2023	CHI	8 670	0,58	2 100	396	291		0,72	
2023	CHO	4 122	0,87	2 665	238	1 220	1 910	1,23	
2023	CIV	5 510	0,62	970	389	597	936	1,2 / 0,16	
2023	CRU	11 456	1,01	2 066	298	999	1 484	0,33	
2023	DAM	10 700	2,35	3 000	327	2 090	2 510	0,88	
2023	FLA	6 410	2,70	2 620	417				14,8
2023	GOL	6 576	0,35	73	134	953	1 430	0,59	
2023	GRA	22 985	3,55	4 226	797				11,2
2023	NOG	1 170	0,55	1 660	316	102	151	1,30	
2023	PAL	10 000	0,67		977				13,80
2023	PEN	10 075	0,39	2 266	109	464	1 080		12,60
2023	SLB	2 730	1,01	775	145	369	532	0,18	
2023	STA	3 334	0,98	2 280	248	414	943	3,86	
2023	TRI	9 710	1,36	2 440	161	1 000	156	4,40	

Source : Cour des comptes d'après les rapports annuels d'information du public relatif aux installations nucléaires établis en vertu des articles L. 125-15 et L. 125-16 du code de l'environnement

L'avis de l'IRSN relatif au retour d'expérience de l'exploitation des centrales pour 2022 et 2023 met en évidence « la part importante du palier 1 300 MWe qui déclare plus d'événements que le reste du parc en raison notamment d'émissions de gaz à effet de serre, tels que le SF6¹³⁹ et les fluides frigorigènes, au-delà des limites de rejet autorisées. » Les fuites de fluide frigorigène proviendraient de « phénomènes de vieillissement ainsi que [de] certains choix de conception inappropriés ou encore [de] difficultés d'approvisionnement de pièces de

¹³⁸ IRSN, avis n° 2019-00108 du 21 mai 2019, EDF – REP – analyse du retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs électronucléaires – période 2015-2017, 2019.

¹³⁹ Gaz isolant utilisé notamment dans les équipements électriques à haute tension. C'est l'un des six types de gaz à effet de serre visé par le protocole de Kyoto et la directive 2003/87/CE.

rechange »¹⁴⁰. Par ailleurs, l'IRSN indique qu'« *en ce qui concerne les rejets d'hydrocarbures, l'IRSN considère que les actions nationales prévues par EDF [...] permettront de réduire une partie des fuites [...].* » Dans son avis précédent, l'IRSN avait en effet souligné des pollutions récurrentes aux hydrocarbures sur les CNPE de Chooz et du Blayais, qui pouvaient « *compte tenu des actions conduites par EDF sur ces sites, être considérées comme représentatives des événements similaires relevés sur l'ensemble des CNPE* ».

¹⁴⁰ IRSN, avis n° 2024-00137 du 27 septembre 2024, *EDF – REP – analyse du retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs électronucléaires – années 2022 et 2023, 2024*.

Annexe n° 4. Le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC)

La corrosion sous contrainte dans le monde¹⁴¹

« Des phénomènes de corrosion sous contrainte ont affecté les réacteurs à eau bouillante dans le monde de façon générique, notamment aux Etats-Unis et au Japon. Ces réacteurs contiennent en effet une eau de refroidissement beaucoup plus riche en oxygène, ce qui augmente fortement le risque de corrosion sous contrainte par rapport aux réacteurs à eau sous pression, qui est la technologie des réacteurs français. À l'international, les cas de corrosion sous contrainte constatés sur des réacteurs à eau sous pression n'étaient pas génériques, ou alors concernaient des matériaux autres que l'acier inoxydable (notamment l'Inconel). Les cas sur des soudures en acier inoxydables avaient jusqu'alors été sporadiques, et expliqués par des conditions de soudage particulières. À la suite des découvertes en France, qui étaient donc largement inattendues, l'ASN a partagé son retour d'expérience pour encourager les autres pays à procéder à des contrôles. (Source : réponses de l'ASN à la commission d'enquête) ».

Séquence décisionnelle d'EDF suivant la détection des fissures de CSC

Tableau n° 14 : séquence décisionnelle suivant la détection des fissures de CSC

<i>Dates</i>	<i>Prises de décisions</i>
21/10/2021	EDF informe l'ASN de la détection d'indications au niveau des soudures des coudes de tuyauterie d'injection lors de la VD2 du réacteur n°1 de Civaux. Conformément à la stratégie de maintenance en vigueur, les contrôles sont étendus aux soudures attenantes. Les tuyauteries concernées sont découpées et envoyées en laboratoire pour expertise. En première analyse, il s'agit de fissuration par CSC.
20/11/2021	Arrêt préventif du réacteur n°2 de Civaux, après la découverte de défauts similaires. Les contrôles effectués lors de la VD3 du réacteur n°1 de Penly font également apparaître des défauts similaires. L'expertise confirme des défauts de CSC.
14/12/2021	Une réunion extraordinaire du Comité Sûreté Nucléaire en Exploitation (CSNE) d'EDF est organisée. L'avis du CSNE préconise de ne pas redémarrer en l'état le réacteur de Civaux 2 et d'arrêter les deux réacteurs de Chooz afin de procéder à des contrôles. EDF décide de suivre l'avis du CSNE (décision est prise par le Directeur de la DPN, le Directeur Exécutif Groupe en charge de la DPNT et le PDG d'EDF).
15/12/2021	Un Comité de Suivi se réunit et acte les décisions de mise à l'arrêt de Chooz 1 à partir du 18 décembre 2021 à 23h et de Chooz 2 à partir du 16 décembre 2021 à 23h, pour information aux marchés de l'énergie, conformément à la réglementation en vigueur.

¹⁴¹ Sénat, [Rapport fait au nom de la commission d'enquête \(1\) sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050](#), extrait page 541, juillet 2024.

<i>Dates</i>	<i>Prises de décisions</i>
16/12/2021	Arrêts préventifs des réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz 1&2 les 16 et 18 décembre. L'IRSN « estime que la décision d'EDF de mettre à l'arrêt les deux réacteurs de Chooz B, en plus des deux réacteurs de Civaux, est satisfaisante du point de vue de la sûreté ».
11/02/2022	EDF établit une liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles ont été réalisés avec des moyens optimisés et la prise en compte du retour d'expérience de Civaux et Penly. Cette démarche est présentée à l'ASN le 11 février 2022.
13/05/2022	EDF remet à l'ASN une note sur l'avancement général de l'instruction des défauts de CSC, son analyse de sûreté et l'évolution de la stratégie de traitement qui en résulte pour l'ensemble du parc nucléaire. Cette note est complétée le 13/07/2022 avec les nouveaux résultats des examens non destructifs, des expertises destructives et des analyses mécaniques pour présenter la stratégie de traitement de l'affaire corrosion sous contrainte.
26/07/2022	L'ASN considère que « la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés ¹⁴² »

Source : réponses d'EDF au questionnaire du Sénat (retraitement Cour des comptes)

Le traitement de la crise en deux temps, à l'appui d'un procédé de détection innovant

1/ Le temps de l'urgence, au cours des trois premiers trimestres de l'année 2022

Dès la découverte du phénomène, la DPNT d'EDF a engagé, en lien avec l'ASN (i) un programme d'investigation de l'ensemble des réacteurs en exploitation, avec une priorité pour les réacteurs les plus sensibles du palier 1 450 MW, (ii) des études pour comprendre les origines du phénomène et (iii) l'élaboration d'une stratégie de contrôle et de réparation des 56 réacteurs du parc, jugée appropriée par l'ASN au mois de juillet 2022¹⁴³. Cette stratégie reposait sur cinq piliers : un contrôle des lignes sensibles, avec le procédé ultrason amélioré ; un contrôle systématique des soudures ayant déjà fait l'objet d'une réparation ; une priorité donnée aux opérations de contrôles et de réparations des réacteurs les plus sensibles¹⁴⁴ ; une intégration des contrôles des réacteurs les moins sensibles¹⁴⁵ dans les premiers arrêts pour rechargement (VP ou VD) ; une limitation, à titre préventif, la probabilité que les fissures réapparaissent dans le futur ou qu'elles se développent sous le seuil contrôlé par EDF.

Les premiers marchés et dépenses associées ont été engagés dès le début de l'année 2022 et les travaux de réparation ont commencé dès réception de l'accord de l'ASN au mois de juillet 2022 : les tronçons concernés des lignes RIS et RRA ont été massivement remplacés à l'identique, avec le même acier inoxydable¹⁴⁶ et suivant le même tracé. Lors des remplacements effectués, les paramètres d'assemblage et de soudage des tuyauteries ont été améliorés par

¹⁴² ASN, *Phénomène de CSC affectant les réacteurs électronucléaires*, communiqué de presse, juillet 2022.

¹⁴³ ASN, *découverte de fissures de corrosion sous contrainte sur plusieurs réacteurs du parc, et stratégie associée*, courrier au directeur de la DPN d'EDF, 26 juillet 2022.

¹⁴⁴ 16 réacteurs de palier N4 et de palier 1300 MW de type P'4.

¹⁴⁵ 40 réacteurs, des paliers 900 MW et 1300 MW de type P4.

¹⁴⁶ Acier inoxydable austénitique du grade 316 L, à faible teneur en carbone, utilisé pour construire tous les circuits auxiliaires des réacteurs et réputé non sensible à la CSC dans des conditions d'exploitation normales

rapport à la construction d'origine pour diminuer la probabilité de réapparition du phénomène, avec une qualité de fabrication meilleure qu'à la construction initiale.

En parallèle, EDF a consulté et recueilli l'avis du groupe d'experts internationaux de l'ISAR, dès le mois d'octobre 2022, sur les origines du phénomène et la méthode de détection et de réparation des tronçons impactés. Il en ressort que la démarche suivie par EDF recueille le consensus de cette communauté scientifique, et que les trois observations formulées par cette dernière (ci-dessous), notamment sur la vitesse de propagation des fissures, contribuent à orienter l'évolution de l'approche suivie par EDF à partir de novembre 2022 :

- Le remplacement à l'identique et l'amélioration des conditions de soudure ne suffiront pas à éliminer l'écrouissage interne¹⁴⁷, ce qui nécessite des actions supplémentaires et la mise en place d'inspections périodiques ;
- Sur la base des observations et modélisations effectuées, le groupe estime peu probable que la vitesse de propagation d'une fissure dépasse 0,5 millimètres par an au cours de la prochaine décennie ;
- Le procédé de contrôle par ultrasons amélioré (UTa) est jugé impressionnant et le groupe demande à EDF de partager cette nouvelle technique d'END avec la communauté internationale.

2/ L'industrialisation et la standardisation des opérations de contrôle et de réparation

Dans un second temps, afin de maintenir un niveau de production maximal du parc tout en poursuivant le travail d'investigation et de réparation, EDF a engagé un programme spécifique visant à standardiser et lisser dans le temps les opérations de contrôle et de remplacement des zones touchées. Lancé dès le mois de novembre 2022, ce programme a été géré comme un programme industriel, coordonné avec le calendrier des arrêts de maintenance des réacteurs, puis intégré au programme Grand Carénage, dont il est devenu une composante.

Un tournant décisif est survenu au mois de mai 2023 : EDF avait proposé – en fonction des résultats des END et de la dimension des fissures détectées –, de laisser en l'état certains défauts pendant plus d'un cycle de fonctionnement. Saisie pour avis de cette question par l'ASN, l'IRSN, dans son avis de mai 2023¹⁴⁸, valide cette approche, recommandant à EDF de retenir des vitesses minimales de propagation par type de soudure intégrant des marges de sécurité¹⁴⁹. Dans le même avis, l'IRSN valide également l'approche de remise en conformité retenue par EDF pour le remplacement à l'identique des tronçons concernés.

Cette position conjointe ASN/IRSN a ainsi permis à EDF, dès le mois de mai 2023, de ne plus procéder à une réparation chaque fois qu'une indication était détectée, mais de programmer les réparations au moment le plus favorable compte-tenu du calendrier de maintenance des réacteurs. Elle a également permis de mieux préparer les interventions, pour accélérer ensuite leur réalisation.

3/ Un procédé de détection par ultrason amélioré (UTa)

¹⁴⁷ L'écrouissage est un durcissement par déformation, qui se produit dans les matériaux ductiles lorsqu'ils sont déformés mécaniquement. Cette déformation augmente essentiellement la densité des dislocations dans le matériau, ce qui accroît considérablement sa dureté.

¹⁴⁸ IRSN, EDF – REP – Corrosion sous contrainte des lignes auxiliaires du circuit primaire principal – Expertise des volets mécanique, cinétique et examens non destructifs, Avis n° 2023-0006, mai 2023

¹⁴⁹ Il s'agit de la recommandation n°2 formulée par l'IRSN dans son avis

Afin d'accélérer et de fiabiliser le programme d'END, EDF conçoit et met en œuvre, dès le début de l'année 2022, un procédé d'inspection innovant, validé par l'IRSN.

En effet, la méthode d'investigation ultrasonore – développée à l'origine pour caractériser des fissures de fatigue thermique –, s'est révélée insuffisante pour la détection et la caractérisation de fissures issues de la CSC, notamment pour déterminer la nature exacte des défauts, leurs dimensions et leur profondeur. C'est la raison pour laquelle des expertises métallographiques¹⁵⁰ complémentaires et intrusives ont d'abord été rapidement mises en œuvre, avec la découpe de portions de tuyauterie et leur examen en laboratoire.

EDF a donc d'abord rapidement optimisé ce procédé puis développé un nouveau procédé de contrôle ultrasonore amélioré (UTa)¹⁵¹, qui permet de détecter avec une certitude de 100 % tout défaut supérieur à deux millimètres, avec une précision de l'ordre de plus ou moins un millimètre, et ainsi d'éviter des découpes de tuyauteries.

Dans son avis de mai 2023¹⁵², l'IRSN validait ce procédé et observait que « *la mise en œuvre du procédé UTa permet dorénavant d'enregistrer systématiquement les signaux et d'acquérir des imageries, ce qui est de nature à améliorer les performances et la fiabilité des examens, contrairement au procédé « optimisé » de contrôle ultrasonore qui ne disposait pas de ces fonctionnalités d'enregistrement et d'imagerie* ». Elle recommandait en outre que « *en cas de questionnement sur la présence, la nature ou le dimensionnement d'une indication détectée par UTa, EDF déploie un END complémentaire surfacique* ».

Dans un second temps, EDF a continué à améliorer le procédé de détection et ses performances d'examen à l'aide d'un sabot conformable (procédé UTc) s'adaptant cette fois à la géométrie externe des tuyauteries. Utilisé en mode expertise depuis le début de l'année 2024, sa démarche de qualification devrait être lancée dans le courant de l'année 2025.

Calcul de la production moyenne de référence sur la période 2016-2019, hors Fessenheim

Compte-tenu des impacts résiduels de la crise Covid en 2021, et de la mise à l'arrêt définitive des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim en 2020, il est nécessaire de disposer d'une moyenne de référence pour évaluer l'importance de l'impact de la crise de la CSC sur la production du parc. Une moyenne sur la période 2016-2019 peut être un bon indicateur et donne une moyenne de production de 374,5 TWh, comme l'illustre le tableau suivant :

¹⁵⁰ Les expertises métallographiques permettent d'évaluer et de caractériser la microstructure d'un métal et le cas échéant des défauts présents au moyens de différents types de microscopes. La composition chimique et la dureté des matériaux peuvent être évaluées localement (IRSN, AVIS IRSN N° 2023-0006, mai 2023)

¹⁵¹ Procédé fondé sur l'utilisation d'une technologie ultrasonore multiéléments associée à un porteur externe et une technique d'imagerie ultrasonore appelée FMC-PWI/TFM (*Full Matrix Capture-Plane Wave Imaging/Total Focusing Method*)

¹⁵² IRSN, EDF – REP – Corrosion sous contrainte des lignes auxiliaires du circuit primaire principal – Expertise des volets mécanique, cinétique et examens non destructifs, Avis n° 2023-0006, mai 2023

Tableau n° 15 : production moyenne du parc nucléaire sur la période 2016-2019 (hors Fessenheim)

<i>(en TWh)</i>	Production totale	dont Fessenheim	Hors Fessenheim
2016	384,0	8,3	375,7
2017	379,1	5,7	373,4
2018	393,2	11,8	381,4
2019	379,5	12,2	367,3
Moyenne 2016-2019	384,0	9,5	374,5

Source : EDF, réponse au questionnaire du Sénat, septembre 2024

Les origines de la corrosion sous contrainte

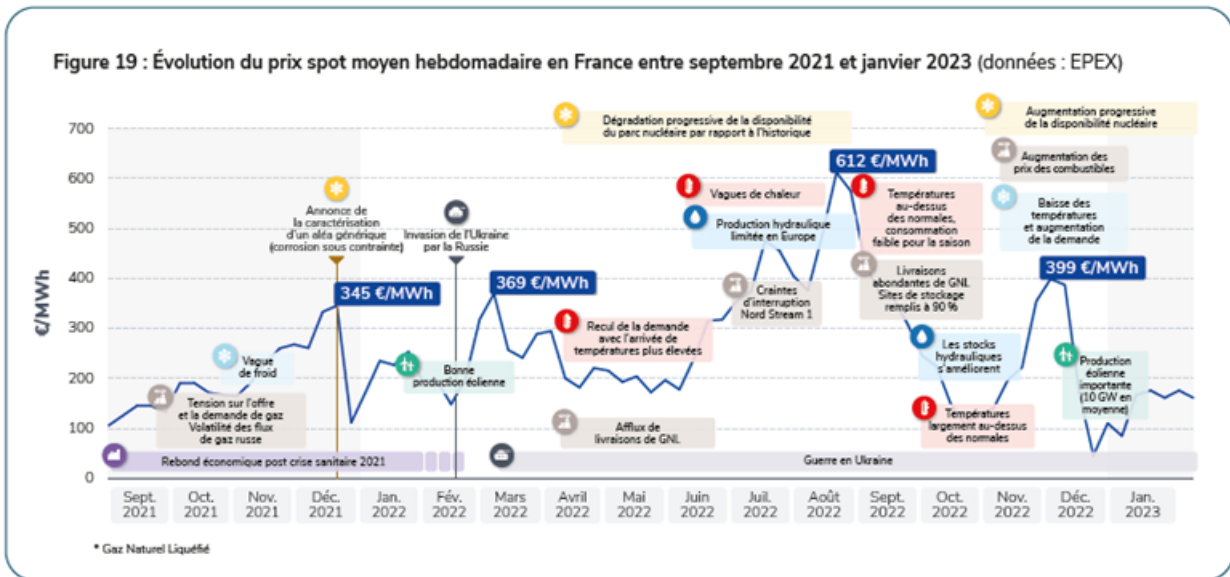
L'application d'une contrainte mécanique étant nécessaire mais non suffisante pour expliquer l'apparition de la CSC, une instruction conjointe d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN a cherché à déterminer, par élimination, les facteurs à l'origine du phénomène :

- **L'irradiation.** Mais ce facteur est écarté d'emblée car les lignes RIS ne sont pas soumises au flux d'irradiation ;
- **Les polluants**, tels que le chlore et le soufre. Là aussi ce facteur est écarté, car la maîtrise de la chimie des fluides des lignes RIS permet de se prémunir de la présence de polluants dans la fissuration, ce qui a pu être vérifié lors des expertises ;
- **La sensibilisation** (appauvrissement en chrome) **en milieu oxydant**, qui fut à l'origine de cas de CSC dans les réacteurs à eau bouillante (REB) américains. Ce facteur est écarté par l'usage d'acier très bas carbone (du grade 316 L), confirmé par les expertises ;
- **L'écrouissage**, qui favorise l'oxydation, l'apparition de contraintes et l'amorçage de la CSC. Mais à la suite de cas de fissuration d'aciers inoxydables écrouis à la fin des années 1990, un recensement par zones a été réalisé et aucun risque de CSC induit par l'écrouissage n'a alors été identifié pour les lignes des circuits auxiliaires, dont les RIS.

L'absence d'incidence de ces facteurs explique notamment pourquoi la présence de CSC sur des tuyauteries en milieu primaire a pu être qualifiée de situation inattendue et inédite, d'autant qu'à l'exception d'un cas au Japon sur une soudure mal réalisée, de tels défauts ne semblent pas avoir été détectés ailleurs dans le monde.

Évolution des prix des marchés de gros durant la crise de la corrosion

Graphique n° 22 : évolution du prix spot hebdomadaire durant la phase principale de la crise de la corrosion sous contrainte



Source : RTE, synthèse du bilan électrique 2022

La prise en compte du retour d'expérience de la CSC pour la conception des EPR2

Le phénomène de CSC a conduit EDF à établir une classification de la sensibilité des tracés existants par rapport au risque de stratification thermique et de CSC. Ainsi, le tracé des lignes RIS EPR2 connectées aux boucles primaires a été revu de même que le positionnement des organes d'isolement (robinets et clapets) de façon à réduire la sensibilité du futur design à la CSC.

Dans le cas des connexions à la branche froide, le tracé finalement retenu est de placer la fin de zone de chauffe du vortex dans un tronçon vertical, et d'éviter tout tronçon horizontal intermédiaire. Le premier tronçon horizontal connecté au piquage est ainsi suffisamment court pour qu'il n'y ait pas stratification et le deuxième tronçon horizontal respecte une marge pour éviter la stratification.

Dans le cas des connexions à la branche chaude, le choix a été fait de placer une unique portion horizontale suffisamment près du piquage pour qu'elle soit au moins partiellement dans la zone du vortex en limitant ainsi les risques de stratification dans ce tronçon. Les inversions de pente sont évitées au maximum.

Enfin, dans le but de minimiser le nombre de soudures dans les tronçons, une étude de faisabilité est en cours au sein du projet EPR2 pour évaluer la possibilité de remplacer les tronçons préfabriqués de tuyauterie du circuit RIS par des tronçons cintrés. Un procédé de cintrage à chaud est envisagé. En cas de faisabilité démontrée, le remplacement des tronçons préfabriqués par des tronçons cintrés permettrait une réduction du nombre de soudures de l'ordre de 50 %.

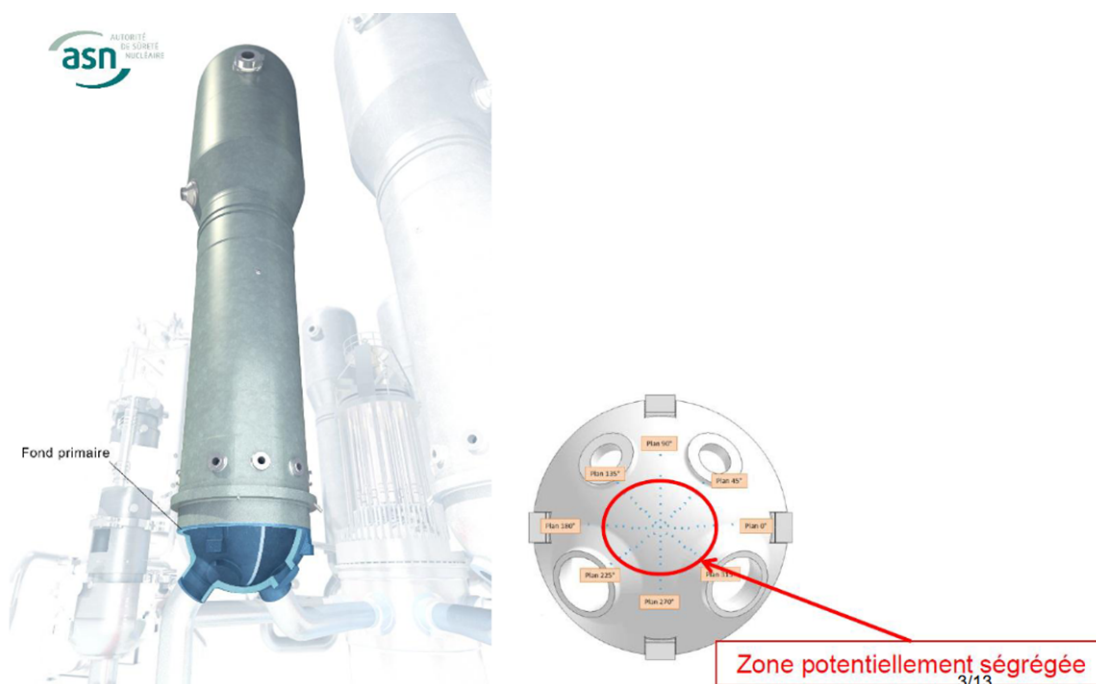
Annexe n° 5. Le phénomène de ségrégation carbone

Approbation par l'ASN des marges permettant la poursuite d'exploitation des réacteurs touchés par le phénomène de ségrégation carbone

Le 7 octobre 2016, EDF a transmis à l'ASN un dossier technique destiné à justifier l'aptitude au service des fonds de générateur de vapeur fabriqués par JCFC, équipant dix réacteurs d'une puissance de 900 MW. Cette démonstration dite « générique » a été approuvée par l'ASN, le 5 décembre 2016. Le 17 janvier 2017, l'ASN s'est prononcée sur les deux derniers réacteurs du palier 1 450 MW restant à contrôler et l'Autorité de sûreté nucléaire a approuvé la démonstration de sûreté relative à ces générateurs de vapeurs. Au 1^{er} mars 2017, les 18 réacteurs concernés par la problématique dite de « ségrégation carbone » ont été contrôlés et ont obtenu l'autorisation de redémarrage.

Les fonds primaires des générateurs de vapeur touchés par la ségrégation carbone

Schéma n° 4 : fonds primaire d'un générateur de vapeur



Source : ASN, IRSN

Annexe n° 6. Les difficultés structurelles liées à la maintenance opérationnelle

Synthèse des recommandations de l'audit externe de 2022

L'équipe d'audit a formulé six recommandations qu'elle considère être prioritaires et structurantes pour améliorer la performance industrielle des arrêts de tranche, et qui s'ajoutent aux initiatives déjà en cours.

- **Accélérer l'évolution du mode de gestion des combustibles du palier CPY (900 MWe utilisant du combustible MOX).** *Cette initiative permettra d'augmenter significativement la production électrique en augmentant l'intervalle entre arrêts. Elle concerne les 28 réacteurs de 900 MW restant aujourd'hui avec le cycle historique de 12 mois entre arrêts pour rechargement (soit un peu plus de 40 % de la capacité de production totale du parc).*
- **Déployer un Plan national de Productivité tenant compte des spécificités locales.** *Les différences de profils entre sites (organisation, agencement) empêchent l'application de bonnes pratiques à tout le parc. L'équipe d'audit préconise donc de donner aux sites plusieurs axes de travail, dont chacun est alimenté par un catalogue de bonnes pratiques.*
- **Programme START 2025. Management de projet et conduite du changement.** *Pour assurer la réussite de cette initiative en rupture, l'équipe d'audit estime après examen détaillé qu'il est nécessaire aujourd'hui de davantage renforcer le management de projet pour animer la démarche et accompagner, assister, challenger les sites pour qu'ils la réussissent. Il serait ainsi utile de renforcer significativement et de mieux structurer la conduite du changement pour gérer et maîtriser cette transformation d'ampleur.*
- **Rendre plus efficaces les pratiques de planification opérationnelle d'AT.** *L'équipe d'audit recommande de mettre en place les bonnes pratiques de planification industrielle, et de veiller à augmenter globalement le niveau de compétences et les ressources dédiées à l'activité de planification en support aux AT.*
- **Définir et mettre en application un modèle d'entreprise étendue pour EDF et ses partenaires.** *L'équipe d'audit constate qu'aujourd'hui, la relation avec les prestataires de services est davantage une relation traditionnelle basée sur la relation contractuelle, et que la mise en place d'une vraie approche partenariale pourrait être améliorée. L'équipe d'audit recommande donc à EDF de réfléchir à la définition et à la mise en place plus systématique d'un modèle adapté d'entreprise étendue qui comporte notamment la mise en place de plateaux projets intégrés, la prise en compte accrue du retour des intervenants sur la définition du programme, le partage accru des informations utiles à la préparation et à la réalisation des interventions, et la définition de modalités de matérialisation de l'intérêt commun de réussite de ces projets. L'équipe d'audit note que la pratique recommandée est mise en œuvre avec succès dans d'autres industries.*
- **Remettre en qualité les données critiques, au rythme des arrêts.** *Pour s'ancrer au plus près des gestes techniques à réaliser lors de l'arrêt, ces actions utilisent de multiples champs du logiciel de gestion de la maintenance, base de données contenant plus de 10 millions de lignes et des centaines de colonnes détaillant le contenu de chaque ordre de travaux. Les données exploitées doivent donc être d'une qualité irréprochable pour permettre la meilleure préparation des actions de maintenance, et a fortiori la meilleure réalisation de l'arrêt.*

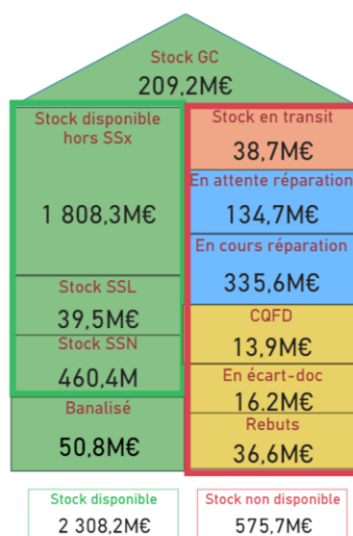
Feuille de route « parc pérenne »

Cette feuille de route caractérise les risques auxquels sont soumis ces composants et les parades à mettre en œuvre pour y répondre, que ce soit à travers la R&D et des programmes de maintenance spécifiques. Elle anticipe également les facteurs extérieurs susceptible d'impacter leur durée de vie. Une analyse menée en 2020, dans le cadre de cette feuille de route, a conduit EDF à identifier trois catégories de risques : (i) la mise en place de nouvelles réglementations spécifiques plus contraignantes ; (ii) l'introduction de davantage d'énergies renouvelables sur le réseau, synonyme d'une demande accrue de manœuvrabilité sur l'ensemble du parc ; et (iii) les risques climatiques et géophysiques. Si la première catégorie fait l'objet d'échanges réguliers entre l'exploitant et les autorités de contrôle, les deux autres catégories font l'objet de différents scénarios de modélisation qui permettent ensuite à EDF d'envisager plusieurs options d'exploitation, en retenant celles susceptibles de réduire les impacts négatifs sur les composants critiques et sur le vieillissement du parc en général.

État des lieux des stocks d'EDF pour le parc nucléaire en septembre 2024

L'état des lieux des stocks d'EDF en 2024 montre que près d'un cinquième du stock est indisponible, soit une valeur de 576 M€ sur 2,3 Mds€ de stock, pour cause de transit, réparation, écarts ou rebuts.

Graphique n° 23 : état des lieux des stocks d'EDF pour le parc nucléaire en M€ (septembre 2024)



Note de lecture : stock GC pour stock de gros composants ; SSX signifie SSN (stock de sécurité national) ou SSL (stock de sécurité local, qui correspond au stock des CNPE)

Source : EDF

Annexe n° 7. Dépenses de maintenance et d'investissement du parc en exploitation

Périmètre des dépenses de maintenance

Le périmètre des dépenses de maintenance, retenu au titre du présent rapport, comprend :

- les dépenses d'investissement (CAPEX) relatives aux différents projets du « Grand carénage » ;
- les dépenses d'investissement dite de « maintenance courante », qui constituent avec les projets du « Grand carénage » les dépenses d'investissement du parc en exploitation (IPE) ;
- les charges d'exploitation (OPEX) relatives à la maintenance, composées d'achats de maintenance et de dépenses de personnel de la division de la production nucléaire (les dépenses de personnel non immobilisée de la DIPDE sont marginales et celles annuelles de l'ULM n'ont pas été comptabilisées au regard de leur montant limité).

La classification des dépenses de maintenance en CAPEX ou en OPEX nécessite plusieurs précisions quant aux activités réalisées. Par principe, les dépenses qui contribuent à améliorer les actifs existants (construction et acquisition d'équipements, utilisation sur plus d'un exercice) en vue de générer des avantages économiques futurs (économies de coûts de production, utilisation prolongée des actifs) sont comptabilisées en CAPEX. Appliqué aux activités sur le parc en exploitation :

- les dépenses de sûreté, sécurité et environnement sont enregistrées par principe en CAPEX car elles sont indispensables pour continuer à poursuivre l'exploitation (tout engagement vis-à-vis de l'ASNR répond à cette définition) ;
- les dépenses de remplacement de composants sont enregistrées essentiellement en CAPEX ;
- les dépenses de révision majeure sont aussi enregistrées en CAPEX, comme elles sont indispensables à la poursuite de l'exploitation, si elles sont engagées dans le cadre d'un programme pluriannuel de grosses réparations ou révisions (pour raisons réglementaires ou du fait des pratiques de l'entreprise) ;
- les pièces de rechange gérées comme stock de sécurité en cas de panne ou d'accident, permettant d'éviter une interruption longue de la production, sont également comptabilisées en CAPEX.

Outre les achats d'équipements, matériels et prestations, les charges de personnel d'EDF sont également immobilisées lorsqu'elles sont directement attribuables à la réalisation des chantiers (notamment l'ingénierie mobilisée sur les projets du « Grand carénage »), y compris pour la préparation des travaux, leur installation ou leurs contrôles. Un coefficient d'environnement est également ajouté pour prendre en compte les charges indirectes nécessaires à l'activité des agents.

Pour mémoire, la mise en place de ce schéma de gestion en 2012 et 2013, s'appuyant sur la norme IAS 16- §14 qui permet de comptabiliser en CAPEX certaines opérations des grandes visites, avait conduit à reclasser des dépenses de personnel et de consommations

externes en dépenses d'investissements pour 1,2 Md€ cumulés sur les deux exercices, contribuant à la forte revalorisation des CAPEX de maintenance.

De 2014 à 2024, les principales évolutions ont concerné :

- l'évolution du schéma de gestion en 2018 afin d'affiner la distinction comptable entre charges et immobilisations, permettant désormais une comptabilisation directe en CAPEX par les équipes de CNPE (au lieu de l'application de clés de gestion par les services centraux), qui a conduit selon EDF à une majoration de 37 M€ des CAPEX en 2018. Cette évolution a également permis de mieux identifier les charges d'exploitation (OPEX) relevant de la maintenance en réorganisant les lignes budgétaires agrégées (LBA) de gestion ;
- la meilleure identification des opérations de contrôle opérées durant les arrêts pour simple rechargement (ASR), permettant leur immobilisation, ce qui a conduit à une majoration de 0,2 Md€ par an des CAPEX (en diminution équivalente des OPEX).

Les investissements dits de « maintenance courante », présentés dans le cadre du programme de « Grand carénage » comprennent les charges d'exploitation immobilisées (supérieur à 1 Md€ par an soit entre 55 % et 60 % du montant total) et des investissements directs comprenant les investissements locaux des CNPE, les pièces de rechange de catégorie 1, les investissements des systèmes d'information et télécoms de la DPN, et divers autres projets (le projet de piscine centralisé était par exemple comptabilisé à ce titre durant la période où son portage par EDF était envisagé).

Le programme de « Grand carénage » initial (2014-2025)

Le principe du programme de « Grand carénage », pour la période 2014-2025¹⁵³, a été approuvé par le conseil d'administration du groupe le 22 janvier 2015, pour un montant maximal estimé alors à 55 Md€₂₀₁₃. La délibération du conseil d'administration précise que celui-ci doit être « *régulièrement informé de son exécution* », approuvant les principaux investissements ainsi que les contrats et marchés, conformément aux règles propres à l'entreprise, et sollicitant un examen annuel de l'exécution du programme.

Les documents fournis au conseil d'administration font alors état de trois grandes catégories d'investissement :

- les « *dépenses courantes nécessaires à l'exploitation* » pour 18 Md€₂₀₁₃ ;
- les « *investissements pour aller jusqu'à 40 ans* » pour 21 Md€₂₀₁₃ ;
- les « *investissements nécessaires pour le franchissement des 40 ans des réacteurs de puissance 900 MW* » pour 12,5 Md€₂₀₁₃.

Ces grandes catégories se ventilent également entre des dépenses dites « *post-Fukushima* » pour 8 Md€₂₀₁₃, des dépenses « *arrêts de tranche* » pour 19,2 Md€₂₀₁₃, des dépenses de « *maintien du patrimoine* » pour 13,3 Md€₂₀₁₃, des dépenses « *d'autres projets* » pour 12,2 Md€₂₀₁₃ et des marges dites « *potentiels* » pour 1,8 Md€₂₀₁₃. Selon les informations réunies par la Cour lors de son précédent contrôle relatif à la maintenance, les provisions et marges du programme s'élevaient au total à 8,95 Md€ sur 2014-2025.

Le 4 novembre 2015, lors d'un « *point sur le Grand carénage* », le conseil d'administration du groupe a été informé de l'organisation et du pilotage mis en place pour ce programme, pour lequel un important travail d'optimisation avait été effectué, conduisant à ramener sa trajectoire 2014-2025 à 51 Md€ courants. Le lotissement du programme avait été en particulier refondu pour passer de 180 lignes d'activités à 26 projets.

Selon les données fournies par EDF, la rationalisation du projet, qui correspondait à l'origine à 60,2 Md€ courants de dépense entre 2014 et 2025, s'est effectuée pour - 5,5 Md€ par une optimisation économique (challenge des solutions techniques, revue de conception), pour - 4,7 Md€ par un lissage (décalage temporel des projets) et pour + 1,1 Md€ par une réévaluation des dépenses attendues de maintenance courante.

Par la suite, de 2016 à 2021, plusieurs évolutions du programme de « Grand carénage », notamment concernant son organisation en *quatre familles de projets*, à savoir les réexamens périodiques, les réponses aux agressions externes et internes, le remplacement / rénovation de gros composants et les projets dits « portefeuille », ont été présentées en conseil d'administration, la trajectoire financière étant revalorisée une dernière fois à fin 2020 pour s'établir à 49,4 Md€ courants.

¹⁵³ La période retenue par EDF couvrait la période d'application de l'ARENH en termes de revenus de la production nucléaire.

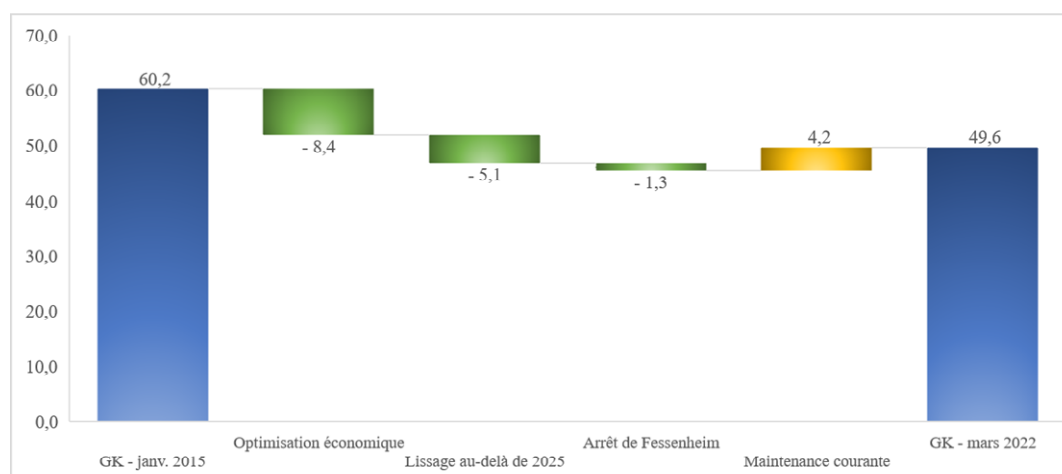
La seconde phase du programme de « Grand carénage » de 2022 à 2028

Le 31 mars 2022, le conseil d'administration s'est prononcé sur une deuxième phase du programme « Grand carénage », portant sur la période 2022-2028. Lors de cette séance, une programmation complémentaire allant de 2029 à 2035 a également été présentée, tenant compte notamment de l'avis générique de l'ASNR sur la prolongation du parc de réacteurs du paliers 900 MW au-delà de 40 ans et de l'objectif désormais affiché, après le discours de Belfort prononcé par le président de la République, de prolonger autant que possible leur exploitation.

Le conseil d'administration a pris acte lors de cette séance que les dépenses réalisées sur la période 2014-2021 s'élevaient à « 31,7 Md€ courants contre 32,9 Md€ courants selon les données prévisionnelles présentées au conseil d'administration le 4 novembre 2014 » et noté que le programme total, estimé à 49,4 Md€ après le conseil d'administration du 16 décembre 2020, s'élevait désormais à 49,6 Md€ au même périmètre, respectant le plafond de 55 Md€₂₀₁₃ autorisé en 2015. Le conseil d'administration a également approuvé le principe de poursuivre le programme en engageant une nouvelle phase, pour la seule période 2022-2028 à ce stade, dont le budget s'élève à 33 Md€ courants (hors corrosion sous contrainte).

Selon les éléments fournis par EDF à la Cour, l'évolution des dépenses d'investissement prévues pour la période 2014-2025 entre 2015 et 2022 s'explique de la manière suivante.

Graphique n° 24 : causes de l'évolution des dépenses d'investissement 2014-2025 du programme de « Grand carénage » entre 2015 et 2022 (en Md€ courants)



Source : Cour des comptes d'après les documents présentés au conseil d'administration d'EDF

L'importante progression de la maintenance courante s'explique selon EDF par l'évolution des obligations réglementaires, l'augmentation des volumes de maintenance préventive et exceptionnelle, l'allongement de la durée des arrêts (qui conduit à immobiliser davantage de dépenses de personnels et concourt donc à accroître la « capexisation » de charges d'exploitation) et enfin l'identification plus fine des dépenses de contrôles réglementaires comptabilisées en investissement (cf. *supra*).

Les investissements du parc en exploitation (IPE) de 33 Md€ courants, programmés pour la période 2022-2028, se décomposent en 15,3 Md€ de maintenance courante et 17,7 Md€ de projets. Ceux-ci restent structurés autour des quatre principaux domaines précédents avec un périmètre de projets néanmoins amendé. En 2022, le périmètre du projet de « Grand

carénage » s'élargit ainsi à la préparation des VD 5 du parc de réacteurs 900 MW pour 700 M€ courants et intègre un second projet sécuritaire. Par ailleurs, les projets antérieurs intègrent de nouveaux besoins, en particulier en raison de l'allongement de la durée de fonctionnement. La modification de périmètre correspond à un surplus de dépenses envisagées pour la période de 2,8 Md€ courants. Cette évolution de périmètre n'intégrait toutefois alors pas les travaux nécessaires à la suite de la découverte du phénomène de corrosion sous contrainte, ni l'évolution de la programmation pluriannuelle de l'énergie (la trajectoire financière anticipait donc une fermeture de 12 tranches d'ici à 2035).

Enfin, lors de cette séance du conseil d'administration, la troisième phase du « Grand carénage » présentée, pour la période 2029-2035, représentait des prévisions de dépenses de l'ordre de 30 Md€ courants, auxquelles s'ajouteraient 2,6 Md€ courants en cas de prolongation de l'ensemble du parc de réacteurs au-delà de 50 ans.

L'examen de l'avancement du programme aux séances du conseil d'administration du 8 novembre 2023 et du 18 décembre 2024 a conduit à entériner les évolutions suivantes, portant le montant prévisionnel des dépenses à 36,1 Md€ courants : effet de l'inflation pour 2,3 Md€, prolongation à 60 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 0,5 Md€, travaux de réparation de la corrosion sous contrainte pour 1,3 Md€, le tout en partie compensé par des optimisations pour environ 1 Md€.

De telle sorte que le programme de « Grand carénage » se présente comme suit à date.

Tableau n° 16 : répartition par domaine des dépenses d'investissement du parc en exploitation pour la période 2022-2028, vu à fin décembre 2024 (en Md€ courants)

Domaines / Familles de projets	Md€ courants
Réexamens de sûreté	9,8
Agressions	1,2
Remplacements / Rénovation gros composants	5,1
Projets Portefeuille	2,7
Projet corrosion sous contrainte	1,3
<i>Sous-total Projets « Grand carénage »</i>	<i>20,1</i>
Maintenance courante	16
TOTAL investissements du parc en exploitation	36,1

Source : Cour des comptes d'après les documents présentés au conseil d'administration d'EDF

Ce programme de « Grand carénage » comprend 18 projets regroupés :

- au sein du domaine des « réexamens périodiques » : les projets relatifs aux VD4 900 M et 1 300 MW, aux VD3 du palier N4 ainsi qu'aux VD5 900 MW ;
- au sein du domaine « agressions » : les centres de crise locaux, les programmes sécuritaires 1 et 2 ;
- au sein du domaine « gros composants » : les générateurs de vapeur, le projet relatif aux ouvrages de refroidissement et équipements de l'îlot secondaire (OREIS), le génie civil, la corrosion sous contrainte ;

- au sein du domaine « projets portefeuille » : les visites décennales en réalisation et les programmations individuelles de tranche, la chimie environnement, la performance du parc nucléaire, et les composants de l'îlot nucléaire ;
- au sein d'une famille « préparation de l'avenir » comprenant les projets « ADAPT » d'adaptation du parc au réchauffement climatique, « ressources en eau » et « durée de fonctionnement supérieure à 60 ans ».

En définitive, la comparaison des dépenses réalisés de 2014 à 2021 avec les dépenses prévues pour les deuxième et troisième phases du programme de « Grand carénage » peuvent se résumer comme suit :

Tableau n° 17 : projection à début 2025 des dépenses de maintenance des différentes phases du « Grand carénage » de 2014 à 2035 (en millions d'euros constants - €₂₀₂₂)

M€ ₂₀₂₂	2014-2021 M€ ₂₀₂₂	Moyenne annuelle 2014-2021	2022-2028 M€ ₂₀₂₂	Moyenne annuelle 2022-2028	2029-2035 M€ ₂₀₂₂	Moyenne annuelle 2029-2035
Projets du Grand carénage	18 923	2 365	18 698	2 671	17 868	2 553
Réexamens de sûreté	5 255	657	8 901	1 272	10 345	1 478
Résistance aux agressions	3 394	424	1 545	221	404	58
Remplacement /rénovation de gros composants	6 753	844	5 528	790	4 660	666
Projets "portefeuille"	3 522	440	1 441	206	2 459	351
Corrosion sous contrainte	-	-	1 282	183	-	-
Maintenance courante	15 426	1 928	14 613	2 088	15 665	2 238
Investissements du parc en exploitation	34 352	4 294	33 017	4 717	33 432	4 776
<i>dont arbitrages à rendre</i>	0	0	-330	-47	-120	-17
Charges d'exploitation	11 205	1 401	8 837	1 262	9 644	1 378
Dépenses totales de maintenance	45 557	5 695	42 250	6 036	44 086	6 298
Flamanville 3 (investissements à ajouter)	0	0	396	57	1 010	144

Note de lecture : la ligne des projets « portefeuille » comprend les projets d'augmentation de puissance en cours d'étude. En revanche, les investissements relatifs aux diesels d'ultime secours et au post Fukushima 1 & 2 ont été intégrés dans le domaine de résistance aux agressions. Les charges d'exploitation comprennent les estimations d'EDF relatives aux achats de maintenance et à la masse salariale de la DPN.

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF

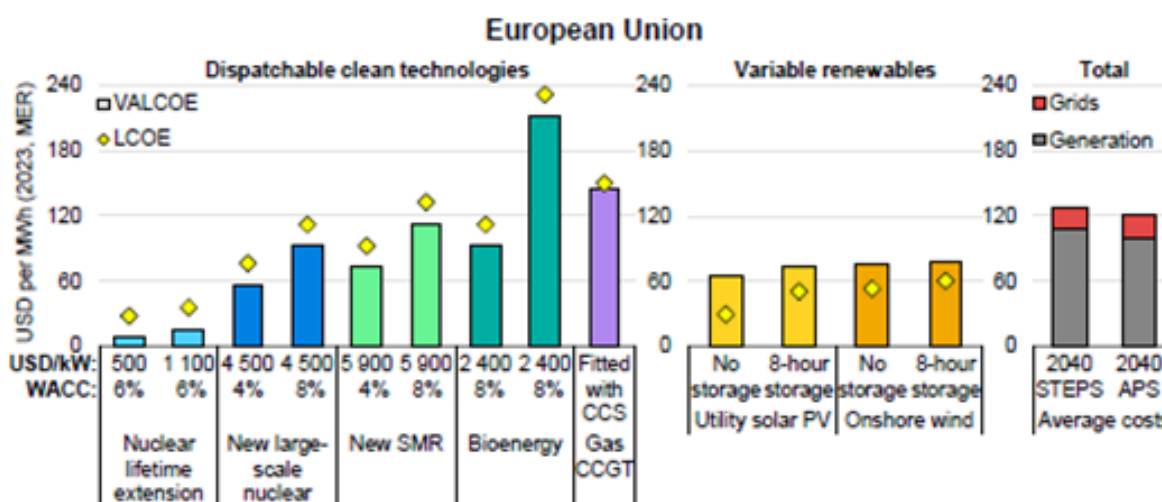
Annexe n° 8. Rentabilité des investissements liés à la poursuite de l'exploitation du parc en exploitation

Hypothèses retenues pour les estimations relatives au coût de prolongation du parc nucléaire existant

Les principales hypothèses retenues par la Cour pour estimer le coût de prolongation du parc nucléaire existant reposent sur : des prévisions de dépenses (investissements, charges d'exploitation, post-exploitation et démantèlement) fournies par EDF sur la base de scénario d'arrêt du parc à 40, 50 ou 60 ans ; l'intégration en charges d'exploitation des coûts de renouvellement des installations du cycle du combustible, pour la part à la charge d'EDF et pour le seul parc existant ; des hypothèses de production additionnelle reposant sur un facteur de charge du parc moyen de l'ordre de 70 % dans les trois scénarios examinés ; une modulation additionnelle pour perte de débouchés est également prise en compte ; la prise en compte de la reprise d'actifs dédiés opérée en 2016 à l'occasion de la première prolongation comptable de la durée d'exploitation du parc ; un taux d'actualisation net de 7 %.

Compétitivité de la prolongation des parcs existants par rapport à la construction de nouvelles capacités de production

Graphique n° 25 : comparaison des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) de diverses technologies dans les scénarios *Announced Pledges Scenario, 2040* de l'agence internationale de l'énergie



Note de lecture : l'indicateur « value adjusted LCOE » (VALCOE) est proposé par l'AIE pour corriger à la hausse ou à la baisse le LCOE de la filière, pour rendre compte des bénéfices intrinsèques de celle-ci pour le système électrique dans son ensemble. Dans ses travaux sur le coût du mix en 2021, la Cour soulignait les fragilités de cet indicateur et le fait que les analyses basées sur le LCOE restaient à ce jour plus robustes.

Pour les opérations d'extension de la durée de vie du parc existant, des hypothèses de coût de construction de 500 \$/kW et 1 100 \$/kW sont retenues avec un WACC (weighted average cost of capital, soit l'équivalent du CMPC) de 6 %. Le taux de production retenu pour le nucléaire est par ailleurs compris entre 75 et 90 %.

Source: Agence internationale de l'énergie, The Path to a New Era for Nuclear Energy, 2025