

Dossier Maîtrise d'Ouvrage pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs existants du parc nucléaire français au-delà de 60 ans



Le présent document constitue le dossier de la maîtrise d'ouvrage pour la poursuite de fonctionnement des réacteurs du parc existant au-delà de 60 ans.

Il présente le programme de travail soumis par EDF à l'ASNR qui a saisi les Groupes Permanents (GP) d'Experts Réacteurs et ESPN qui se réuniront les 25 et 26 juin 2026 pour en examiner le contenu.

Sur cette base, l'ASNR émettra un avis d'ici fin 2026.

Contenu du document

Synthèse du dossier Maîtrise d'Ouvrage

Contenu du dossier

1. Contexte de la poursuite du fonctionnement au-delà d'une durée de 60 ans
2. Démarche mise en œuvre pour la poursuite du fonctionnement au-delà d'une durée de 60 ans
3. Maîtrise du vieillissement
4. Maîtrise de la conformité
5. Adaptation au changement climatique

Annexe 1. Données sur la durée de fonctionnement des réacteurs du parc EDF

Annexe 2. Synthèse des enseignements du « International LTO Workshop »

Synthèse du dossier Maîtrise d'Ouvrage

Lors de son discours sur la politique de l'énergie en France, prononcé à l'occasion de sa visite dans le territoire de Belfort en février 2022, le Président de la République a indiqué :

« (...) pour augmenter la production électrique nationale d'ici 2050, il nous faut à côté de cet effort historique - dont je viens de présenter le cap, et les grandes catégories en matière d'énergies renouvelables - il nous faut reprendre le fil de la grande aventure du nucléaire civil en France. (...) La première est de prolonger tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être sans rien céder sur la sûreté. Ce sont des choix éclairés par l'expertise et par la science. S'il est nécessaire d'être prudent sur la capacité à prolonger nos réacteurs, je souhaite qu'aucun réacteur nucléaire en état de produire ne soit fermé à l'avenir compte tenu de la hausse très importante de nos besoins électriques, sauf, évidemment, si des raisons de sûreté s'imposaient (...) ».

Sur la base de ces orientations, EDF a engagé début 2023 un dialogue avec l'ASNR sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs nucléaires d'EDF.

Le présent dossier, établi par EDF en tant que maîtrise d'ouvrage du parc existant, dresse le tableau des sujets techniques à enjeux dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs des paliers 900, 1300 et 1450 MWe au-delà d'une durée de 60 ans.

La maîtrise du vieillissement des Systèmes, Structures et Composants¹ constitue l'enjeu principal de ce dossier. Cet enjeu est porté au premier ordre par les composants non remplaçables et les composants difficilement remplaçables. Ainsi, le document présente les démarches afférentes.

Le traitement de l'obsolescence des composants et la maîtrise de la conformité des installations au référentiel d'exigences qui leur est applicable sont également présentés dans le dossier en tant que processus contribuant à la poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Enfin, l'enjeu et la démarche d'adaptation des installations aux effets du changement climatique sont également développés dans le dossier en tant que sujet qui nécessitera de prendre des dispositions lors des prochains réexamens périodiques pour accompagner la poursuite du fonctionnement.

Ces démarches historiques présentées dans le dossier sont renforcées dans le cadre du programme de travail d'EDF et de la perspective de poursuite du fonctionnement.

Un éclairage international permet de compléter la vision d'EDF sur les différents sujets présentant des enjeux pour la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans.

Contexte

Les 56 Réacteurs à Eau sous Pression (REP) des paliers 900, 1300 et 1450 MWe exploités par EDF utilisent tous la même technologie et sont techniquement proches.

Dans le cadre de la standardisation du parc et de la démarche de réexamen périodique, l'ensemble de ces réacteurs fait l'objet d'études et de travaux pour répondre à des objectifs et des exigences communs à l'ensemble des réacteurs d'un palier. Ainsi, les dispositions matérielles et d'exploitation sur l'ensemble des réacteurs d'un même palier restent cohérentes et homogènes.

¹ Le terme « Systèmes, Structures et Composants » désigne l'ensemble des équipements constituant le réacteur

Eclairage international

Dans le monde, de nombreux réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement ont été mis en service bien avant le parc français : les Etats-Unis, l'Inde, le Canada et la Suisse disposent de réacteurs nucléaires en service ayant fonctionné plus de 50 ans, dont certains sont de conception analogue aux réacteurs français issus d'une licence américaine Westinghouse. Ainsi, aux Etats Unis par exemple, à fin 2025, la durée de fonctionnement de 31 réacteurs est supérieure ou égale à 50 ans. Par ailleurs, parmi les 94 réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement aux Etats Unis, 88 réacteurs ont déjà obtenu le renouvellement de leur licence pour fonctionner jusqu'à 60 ans et parmi ceux-ci, 20 réacteurs ont également obtenu le renouvellement de licence pour fonctionner jusqu'à 80 ans.

Hors Etats-Unis, d'autres pays s'engagent dans une poursuite du fonctionnement des réacteurs nucléaires. A titre d'exemples :

- Le Japon, la République Tchèque, la Slovénie, la Suisse, la Corée du sud, l'Inde, le Canada et la Suède s'inscrivent dans un programme de poursuite du fonctionnement à 60 ans, voire au-delà pour le Japon et la Suède.
- L'autorité de sûreté nucléaire finlandaise a donné en 2023 un avis favorable au ministère finlandais de l'Economie et de l'Emploi concernant la poursuite du fonctionnement de 2 réacteurs (Loviisa 1 et 2) jusqu'en 2050. Ces 2 réacteurs de type VVER (réacteurs à eau sous pression de conception russe) ont été mis en service entre 1977 et 1980. En 2050, la durée de fonctionnement de ces 2 réacteurs sera ainsi de 70 ans et plus.

La poursuite du fonctionnement des réacteurs s'accompagne de travaux de recherche qui donnent aux pays concernés une vision prospective. EDF suit activement ces programmes dont les résultats sont très largement partagés au sein de la communauté scientifique.

L'état des connaissances à l'international montre qu'il n'y a pas de point technique rédhibitoire identifié vis-à-vis d'un fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans. Les enseignements issus des démarches engagées à l'international par la filière nucléaire nourrissent et continueront à nourrir le programme de travail d'EDF, notamment ceux issus de la démarche de renouvellement de licence pour fonctionner jusqu'à 80 ans engagée aux Etats-Unis.

Démarche mise en œuvre pour la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans

La démarche d'EDF vise à identifier les sujets nécessitant des études et à proposer un programme de travail alimentant une instruction sur la période 2025 – mi-2026 en vue de l'avis de l'ASNR sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs existants du parc nucléaire français au-delà de 60 ans qui sera rendu fin 2026.

La démarche retenue est structurée suivant la nature des sujets à analyser dans une perspective de fonctionnement au-delà de 60 ans :

- Les sujets techniques pouvant conditionner la poursuite du fonctionnement (composants non remplaçables ou difficilement remplaçables) et pour lesquels des actions sont entreprises afin d'en maîtriser le vieillissement ;
- Les sujets techniques ne conditionnant pas la poursuite du fonctionnement mais pouvant nécessiter des actions d'accompagnement.

L'identification des actions à entreprendre pour la poursuite du fonctionnement repose notamment sur :

- La veille internationale : EDF mène, de manière pérenne, des activités de veille internationale dans différents domaines, dont notamment le retour d'expérience d'exploitation, le vieillissement des matériaux, structures et composants, la poursuite du fonctionnement des installations nucléaires et le changement climatique.

En complément, EDF a initié une séquence de partage au niveau international des sujets relatifs à la poursuite du fonctionnement afin de bénéficier du retour d'expérience (REX) technique et des réflexions des partenaires de la filière nucléaire mondiale pour la préparation de l'exploitation des réacteurs au-delà de 60 ans, de partager la démarche mise en œuvre en France, de recueillir des avis sur la pertinence et l'exhaustivité du dossier établi et de veiller à la cohérence de la démarche avec ce qui est entrepris à l'international. Cette veille peut également permettre de proposer des évolutions des référentiels applicables au regard des pratiques internationales et questionner des conservatismes des méthodes en vigueur au regard des progrès techniques réalisés depuis leur élaboration.

- La démarche d'innovation mise en œuvre par EDF : la recherche de solutions innovantes concerne non seulement la mise au point de nouveaux moyens opérationnels avant leur mise en œuvre sur le parc (nouveaux modes de réparation, nouvelles solutions de remplacement, nouveaux moyens de contrôle...), l'identification et l'analyse de solutions innovantes d'adaptation au changement climatique, mais aussi le développement d'outils d'ingénierie comme par exemple celui de nouvelles méthodes pour justifier le bon comportement de composants dans la durée.

Les actions de recherche innovantes sont essentiellement réalisées dans le cadre de partenariats avec les acteurs de la filière. A titre d'exemple, le programme intitulé Initiatives Usine Nucléaire du Futur a été engagé en 2018 avec le CEA et Framatome afin de renforcer la recherche fondamentale et le développement des innovations. Certaines activités sont également partagées en entreprise étendue avec l'appui du pôle de compétitivité Nuclear Valley. Le projet Mecanum (développement de jumeaux numériques en simulation mécanique), lauréat du plan France Relance en 2021 en est un des exemples. L'association entre grands donneurs d'ordre, industriels de la filière et instituts de recherche favorise l'industrialisation et le déploiement sur le parc des solutions étudiées.

Maîtrise du vieillissement

La maîtrise du vieillissement des Systèmes, Structures et Composants constitue l'enjeu principal pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Depuis l'atteinte des 30 ans de durée de fonctionnement des premiers réacteurs, EDF s'est dotée de processus opérationnels pérennes pour maîtriser le vieillissement des Systèmes, Structures et Composants (SSC) équipant les Centres Nucléaires de Production d'Electricité (CNPE). Dans ce cadre, des dossiers sont constitués à chaque réexamen périodique d'un réacteur pour justifier que le vieillissement ne remet pas en cause l'aptitude à la poursuite de l'exploitation de celui-ci et adapter si nécessaire la stratégie d'exploitation ou de maintenance.

La stratégie de maintenance de l'ensemble des SSC du parc nucléaire est organisée de façon à fiabiliser les équipements et systèmes, et à préparer l'avenir, pour garantir dans la durée que les équipements seront en capacité d'assurer leurs fonctions vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance résultant des situations dans lesquelles ils sont nécessaires.

Les cuves des réacteurs sont des composants non remplaçables. Leur état est contrôlé lors d'examen approfondis réalisés à chaque Visite Décennale et le vieillissement sous irradiation du matériau constituant les cuves est maîtrisé. Le dossier de justification de la tenue en service des cuves est mis à jour pour chaque palier à chaque réexamen périodique. Des dispositions ont déjà été prises pour le niveau d'irradiation dans le temps du matériau des cuves en vue de ralentir son vieillissement (optimisation des plans de chargement du combustible en cuve, introduction de grappes absorbantes). De façon à améliorer encore la surveillance de la cuve, les performances des examens non destructifs ont été accrues et permettent désormais la détection de défauts de dimension encore plus faible. Dans la perspective du fonctionnement au-delà de 60 ans, les actions de maîtrise du vieillissement et de surveillance de la cuve déjà en vigueur seront poursuivies au rythme des visites décennales. EDF étudie la faisabilité de faire évoluer les contrôles en service des cuves en utilisant les meilleures techniques disponibles. Fort de l'amélioration des connaissances dans les différents domaines contribuant

à la justification de la tenue en service des cuves, EDF a intégré dans son dossier un axe de travail visant à mettre en œuvre dans les futurs dossiers de justification des méthodes et critères s'appuyant sur des bases physiques et les pratiques internationales.

Les puits de cuve sont des ouvrages non remplaçables. Ils sont soumis au flux neutronique qui traverse les cuves. Sous l'effet d'une exposition à l'irradiation de longue durée, correspondant à des durées de fonctionnement supérieures à 60 ans, le béton constitutif des puits de cuve est susceptible de s'endommager. Afin de vérifier que le puits de cuve sera en capacité de supporter les cuves avec la résistance requise, il est nécessaire de s'assurer que la tenue structurelle des puits de cuve est conforme aux exigences en considérant les effets du vieillissement du béton. Ceci fait notamment l'objet de travaux approfondis aux Etats-Unis dans le cadre renouvellement des licences d'exploitation des réacteurs à 80 ans. Le dossier d'EDF s'appuie sur l'appropriation des travaux réalisés à l'international et l'évaluation de l'effet du vieillissement des puits de cuve sur le parc français.

Les enceintes de confinement sont également des ouvrages non remplaçables. Il existe deux types d'enceintes sur le parc français : les enceintes simple paroi sur le palier 900 MWe (le confinement est assurée par un liner métallique disposé sur la paroi interne de l'enceinte) et les enceintes double paroi sur les paliers 1300 et 1450 MWe (le confinement statique est assuré par le béton de l'enceinte interne et des revêtements qui y sont appliqués lorsque nécessaire, le confinement dynamique est assuré par un système de collecte des fuites dans l'espace entre enceinte). La maîtrise du confinement des enceintes à simple et double paroi dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans repose sur la justification du comportement mécanique et de l'étanchéité des enceintes. Le comportement mécanique et l'étanchéité des enceintes sont notamment vérifiés lors d'essais effectués à chaque Visite Décennale consistant à mettre les enceintes sous pression (épreuves enceintes). De plus, le comportement mécanique est évalué par des calculs à l'état de l'art pour les différents chargements à prendre en compte qui permettent également de vérifier l'intégrité du liner des enceintes à simple paroi. Pour les enceintes à double paroi, la stratégie d'EDF consiste à anticiper l'évolution de la perméabilité du béton et à la compenser par application de peaux composites sur l'enceinte interne. Cette stratégie se déploie à l'intrados et/ou à l'extrados de l'enceinte interne à divers degrés en fonction des situations rencontrées.

Les coudes E sont les composants reliant chaque branche froide du circuit primaire à la cuve. Ils sont soumis à différents mécanismes de vieillissement et en particulier au vieillissement thermique de l'acier inoxydable austéno-ferritique. À l'international, des coudes de même nature sont également exploités sans constituer d'enjeu vis-à-vis de la durée de fonctionnement. Les actions de maîtrise du vieillissement déjà en vigueur seront poursuivies au rythme des visites décennales. Le développement d'un examen non destructif des coudes E est en cours. Fort de l'amélioration des connaissances dans les différents domaines contribuant à la justification de la tenue en service des cuves, EDF a intégré dans son dossier, dans la perspective du fonctionnement au-delà de 60 ans, un axe de travail visant à mettre en œuvre dans les futurs dossiers de justification des méthodes et critères s'appuyant sur des bases physiques et les pratiques internationales. Le développement de solutions de réparation des coudes E et des études de faisabilité d'un remplacement des coudes E sont également en cours.

Pour les composants remplaçables, des processus opérationnels réguliers et pérennes permettent également de maîtriser les risques d'obsolescence (via notamment la veille technologique, la récupération des équipements déposés, le remplacement des équipements obsolètes par des équipements neufs interchangeables ou le suivi rapproché des fournisseurs sensibles) et de maintenir dans la durée la qualification des équipements aux conditions de fonctionnement auxquelles ils pourraient être exposés en situation accidentelle.

Maîtrise de la conformité

Les CNPE disposent d'une organisation permettant de garantir le maintien de la conformité des installations au référentiel d'exigences qui leur est applicable, tout au long de leur exploitation. De ce fait, EDF s'engage en tant qu'exploitant responsable à garantir en permanence la conformité de ses installations, y compris dans le cadre de la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans.

Adaptation au changement climatique

EDF a engagé dès le début des années 1990 des démarches pour prendre en compte le changement climatique. EDF les a notablement renforcées à la suite de l'épisode caniculaire de l'été 2003 par le déploiement de référentiels plus exigeants et de modifications matérielles dans le cadre du plan d'actions « Canicule-Sécheresse ». Ces dispositions se sont avérées particulièrement robustes lors des épisodes caniculaires et secs successifs survenus en 2006, 2015, 2017, 2018, 2019, 2020 et 2022.

La démarche d'adaptation au changement climatique d'EDF à long terme repose notamment sur la prise en compte du changement climatique via l'approche itérative alliant réexamen périodique et veille climatique, avec une vision prospective sur 20 à 30 ans qui permet d'anticiper au fil de l'eau l'adaptation au changement climatique.

En particulier, à l'occasion des 4^{èmes} Réexamens Périodiques des paliers 900 et 1300 MWe et du 3^{ème} Réexamen Périodique du palier N4, EDF met en œuvre des améliorations significatives répondant aux meilleurs standards internationaux en matière de résistance aux agressions naturelles de tous types, en tenant compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima-Daïichi.

Cette dynamique se renforcera notamment dans le cadre du 5^{ème} réexamen périodique des réacteurs des paliers 900 et 1300 MWe qui placent le changement climatique comme un des thèmes centraux (exemples : réduction de la consommation d'eau conformément aux objectifs du plan gouvernemental, étude de faisabilité d'équipements aérorefrigérants) et tiendra compte de ses conséquences sur les agressions externes à prendre en considération.

En complément des travaux menés dans le cadre des réexamens périodiques, EDF a établi un état des lieux des dispositions d'adaptation au changement climatique, sur la base notamment de celles mises en œuvre à l'international et des solutions innovantes issues des travaux de R&D, éclairé par des projections hydro-climatiques plausibles et disponibles à date utilisées en tant que tendances pour l'horizon 2070.

Par ailleurs, la capacité d'anticipation des évolutions à venir s'appuie sur l'expertise scientifique et technique d'EDF, reconnue au niveau international. En particulier, les activités de R&D d'EDF en lien avec ses partenaires français et internationaux se sont renforcées au fil du temps de manière à disposer de la meilleure vision prospective possible des conséquences du changement climatique sur les réacteurs et des moyens innovants pour adapter le parc aux changements à venir.

Conformément à la réglementation, les études d'impacts requises dans le cadre de la création de nouvelles installations nucléaires tiendront compte des effets du changement climatique et de l'incidence cumulée des réacteurs actuellement en exploitation sur les sites retenus et des nouvelles installations. Les études menées sur le site de Penly concluent à l'absence d'incidence notable de l'exploitation de 4 unités de production sur l'écosystème marin. Pour les autres sites, les études sont en cours.

Sommaire

1	CONTEXTE DE LA POURSUITE DU FONCTIONNEMENT AU-DELA DE 60 ANS	10
1.1	PRESENTATION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE EXISTANT	10
1.2	DEMARCHE DE REEXAMEN PERIODIQUE EN VIGUEUR EN FRANCE	11
1.3	ECLAIRAGE INTERNATIONAL	12
1.4	PROGRAMME INDUSTRIEL D'EDF	14
1.5	PERSPECTIVES R&D	16
2	DEMARCHE MISE EN ŒUVRE POUR LA POURSUITE DU FONCTIONNEMENT AU-DELA DE 60 ANS.....	17
2.1	LE PROGRAMME DE TRAVAIL POUR LA DUREE DE FONCTIONNEMENT AU-DELA DE 60 ANS	17
2.1.1	OBJET	17
2.1.2	PERIMETRE	17
2.1.3	SUJETS EN INTERFACE AVEC LA POURSUITE DU FONCTIONNEMENT	18
2.2	LA VEILLE INTERNATIONALE	19
2.3	L'INNOVATION AU SERVICE DE LA DUREE DE FONCTIONNEMENT	21
3	MAITRISE DU VIEILLISSEMENT	23
3.1	DEMARCHE DE MAITRISE DU VIEILLISSEMENT ET TRAITEMENT DE L'OBSOLESCENCE	23
3.2	STRATEGIE DE MAINTENANCE	26
3.3	COMPOSANTS NON REMPLAÇABLES	29
3.3.1	CUVES DES REACTEURS	29
3.3.2	PUITS DE CUVE	33
3.3.3	ENCEINTES DE CONFINEMENT	34
3.4	COMPOSANTS DIFFICILEMENT REMPLAÇABLES	37
3.4.1	COUDES E	37
3.4.2	INTERNES DE CUVE	39
3.4.3	CABLES ELECTRIQUES	41
3.5	COMPOSANTS REMPLAÇABLES	43
3.5.1	TRAITEMENT DE L'OBSOLESCENCE	43
3.5.2	MAINTIEN DE LA QUALIFICATION	43
4	MAITRISE DE LA CONFORMITE.....	45

5	ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE.....	46
5.1	PRISE EN COMPTE DES EFFETS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE VIS-A-VIS DE LA SURETE NUCLEAIRE.....	47
5.1.1	DEMARCHÉ.....	47
5.1.2	RETOUR D’EXPERIENCE DE L’ACCIDENT DE FUKUSHIMA-DAIICHI ET DEMARCHE RELATIVE AUX AGRESSIONS EXTERNES D’ORIGINE NATURELLE TRES AU-DELA DES REFERENTIELS.....	49
5.1.3	AGRESSIONS EXTERNES D’ORIGINE NATURELLE D’INTERET VIS-A-VIS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE	50
5.2	PRISE EN COMPTE DES EFFETS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE VIS-A-VIS DE L’ENVIRONNEMENT	53
5.2.1	LE CONTEXTE ET LES ENJEUX	53
5.2.2	DEMARCHÉ MENEÉ SUR LE PARC NUCLEAIRE EXISTANT	54
5.2.3	VISION INTEGRATIVE DES IMPACTS COMBINES DU PARC NUCLEAIRE EXISTANT ET DU NOUVEAU NUCLEAIRE SUR L’ECOSYSTEME	56
5.3	PERSPECTIVES POUR LA PRISE EN COMPTE DES EFFETS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE	58
	ANNEXE 1. DONNEES SUR LA DUREE DE FONCTIONNEMENT DES REACTEURS DU PARC EDF	60
	ANNEXE 2. SYNTHÈSE DES ENSEIGNEMENTS DU « INTERNATIONAL LTO WORKSHOP »	62

1 Contexte de la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans

1.1 Présentation du parc électronucléaire existant

Les 56 Réacteurs à Eau sous Pression (REP) des paliers 900, 1300 et 1450 MWe exploités par EDF utilisent tous la même technologie et sont techniquement proches. Ils sont implantés sur 18 Centres Nucléaires de Production d'Electricité (CNPE), chaque CNPE comportant de 2 à 6 réacteurs. Les réacteurs sont catégorisés selon leur modèle (« palier ») et selon la puissance électrique qu'ils fournissent :

- Le palier 900 MWe (CP0 ; CP1 ; CP2²) comprend 32 réacteurs qui présentent la particularité d'être conçus par paire avec des parties communes et qui atteindront une durée de fonctionnement de 60 ans autour de la décennie 2040-2050.
- Le palier 1300 MWe (P4 ; P'4) comprend 20 réacteurs qui atteindront une durée de fonctionnement de 60 ans entre 2045 et 2055.
- Le palier 1450 MWe (N4) comprend 4 réacteurs, qui atteindront une durée de fonctionnement de 60 ans à l'horizon 2060.

La liste des réacteurs nucléaires exploités par EDF est présentée en annexe 1. Cette annexe présente la répartition des réacteurs selon ces 3 paliers, elle précise également la durée de fonctionnement de chaque réacteur depuis sa mise en service.

À fin 2025, la durée de fonctionnement des réacteurs en exploitation en France est comprise entre 23 ans (Civaux 2) et 46 ans (Bugey 2). La durée moyenne de fonctionnement des réacteurs en exploitation en France est de 39 ans.

Compte-tenu de la standardisation du parc et de la démarche de réexamen périodique (cf. paragraphe 1.2), l'ensemble de ces réacteurs fait l'objet d'études et de travaux pour répondre à des objectifs et des exigences communes à l'ensemble des réacteurs d'un palier. Ainsi, les dispositions matérielles et d'exploitation sur l'ensemble des réacteurs d'un même palier restent cohérentes et homogènes.

A la marge, certaines dispositions peuvent varier au sein d'un palier :

- Des dispositions spécifiques à la gestion combustible sont mises en œuvre sur certaines installations (*par exemple, ajout de grappes pour l'introduction du combustible MOX ou URE³*).
- Les ouvrages et circuits de la Source Froide assurant le refroidissement des installations sont adaptés aux caractéristiques du CNPE, selon qu'il soit situé en bord de mer ou en bord de rivière.

Quelles que soient les particularités d'un CNPE, chaque réacteur répond, à l'issue d'un réexamen périodique, à l'ensemble des exigences applicables et objectifs assignés au palier technique dont il est issu.

Le parc nucléaire français a été construit dans un contexte où progressivement cette source d'énergie est devenue la part prépondérante de la production de l'électricité en France. Il était donc dès l'origine nécessaire que les réacteurs aient la capacité de moduler leur production pour s'adapter aux variations de la consommation. Compte-tenu de l'évolution du système électrique et des usages, le sujet de la modulation est un sujet d'intérêt pour une exploitation du parc nucléaire jusqu'à 60 ans et au-delà. Les travaux afférents alimenteront les réflexions d'EDF sur l'exploitation du parc.

² Les sous-paliers CP1 et CP2 sont regroupés sous la dénomination « palier CPY »

³ Le combustible MOX, ou « mixed oxydes », et le combustible URE, ou « Uranium de Retraitement Enrichi » sont issus du retraitement du combustible usé

1.2 Démarche de réexamen périodique en vigueur en France

Conformément à l'article L.593-18 du code de l'environnement, EDF réalise les réexamens périodiques de ses réacteurs tous les dix ans afin « *d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables (volet « conformité ») et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés à l'article L.593-1 (volet « réévaluation »), en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances, dont celles sur le changement climatique et ses effets, et des règles applicables aux installations similaires* ».

Dans ce cadre, EDF mène périodiquement des études pour justifier la poursuite du fonctionnement des réacteurs pour les 10 années suivant leur Visite Décennale.

En particulier, les 5^{èmes} réexamens périodiques visent à justifier la poursuite du fonctionnement des réacteurs pour les 10 années suivant leur 5^{ème} Visite Décennale :

- Les premiers réacteurs concernés par le 5^{ème} Réexamen Périodique sont les réacteurs du palier 900 MWe : les réacteurs de Tricastin 1 et Bugey 2 seront les premiers réacteurs à réaliser leur 5^{ème} Visite Décennale (à partir de 2029). L'ASNR a rendu en décembre 2024 un avis favorable sur les orientations proposées par EDF pour ce réexamen qui sont considérées « *pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances* ». Ce réexamen se poursuivra sur le palier 900 MWe jusqu'en 2041.
- Pour les réacteurs de 1300 MWe, les 5^{èmes} Réexamens Périodiques s'échelonneront entre 2037 et 2045.
- Pour les réacteurs de 1450 MWe, les 5^{èmes} Réexamens Périodiques seront réalisés à l'horizon 2050.

Une durée de fonctionnement au-delà de 60 ans correspond aux 6^{èmes} réexamens périodiques (à partir de 2040) et aux réexamens suivants.

Ainsi, les réacteurs français bénéficient des résultats et des enseignements de ces exercices périodiques, tant du point de vue de leur conception que de leur exploitation.

1.3 Eclairage international

La durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde⁴ se répartit comme suit :

- 2/3 des réacteurs ont une durée de fonctionnement supérieure à 30 ans.
- 1/4 environ des réacteurs ont une durée de fonctionnement supérieure à 40 ans.

Cette répartition est illustrée sur le graphique qui suit, établi sur la base de données de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA).

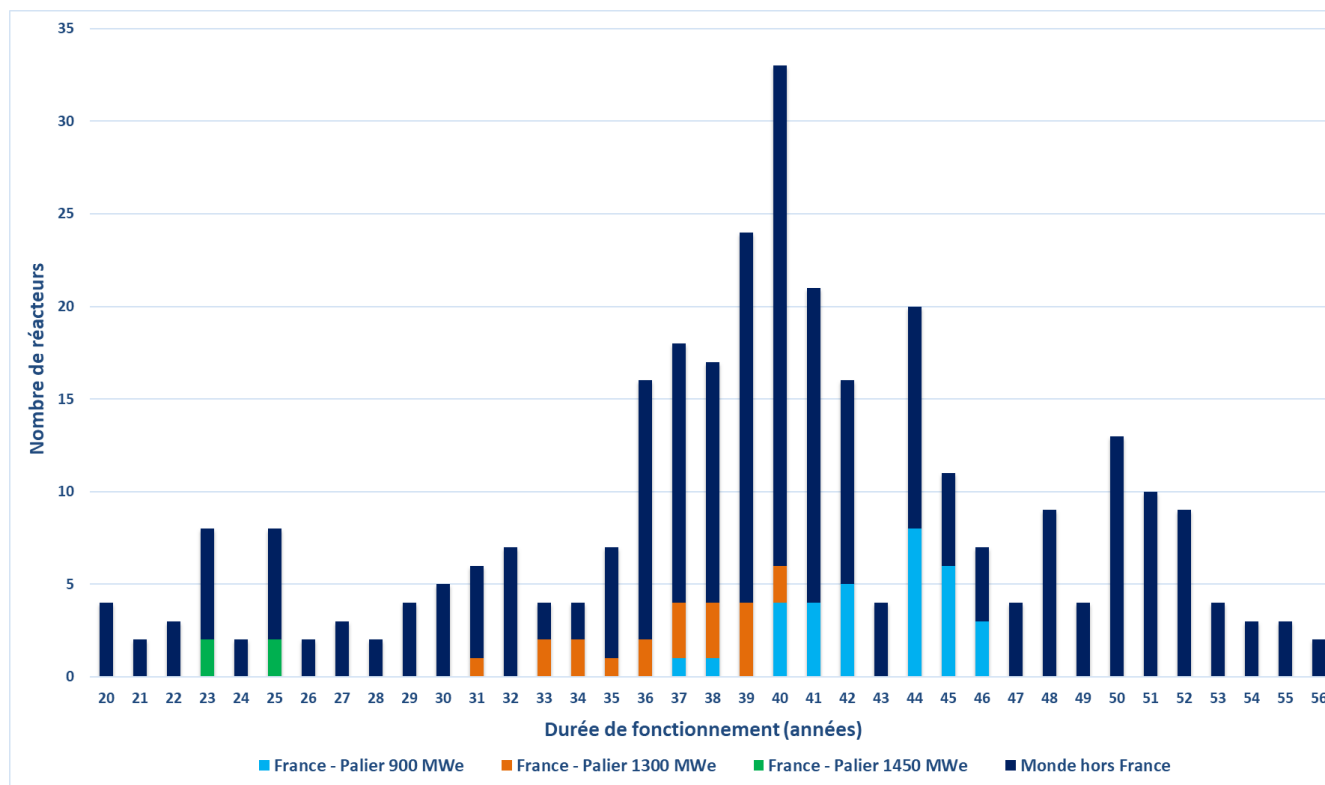


Figure 1 – Durée de fonctionnement des réacteurs en exploitation dans le monde
(à fin 2025) par rapport à la date de mise en service commerciale
(les réacteurs dont la durée de fonctionnement est inférieure à 20 ans ne sont pas affichés)

Les réacteurs nucléaires en exploitation en France ont une durée de fonctionnement aujourd'hui inférieure à 45 ans et sont dans la moyenne des réacteurs exploités aujourd'hui dans le monde. À l'international, de nombreux réacteurs nucléaires actuellement en exploitation ont été mis en service bien avant les réacteurs du parc français. Ainsi, les Etats-Unis, le Canada, les Pays-Bas, la Russie et la Suisse disposent de réacteurs nucléaires en exploitation avec une durée de fonctionnement égale ou supérieure à 50 ans. En particulier, aux Etats Unis, à fin 2025, la durée de fonctionnement de 31 réacteurs est supérieure ou égale à 50 ans. La comparaison avec les Etats Unis est d'autant plus pertinente que la conception des réacteurs nucléaires Français est issue d'une licence américaine (Westinghouse).

Les réacteurs nucléaires sont exploités aux Etats Unis sur la base d'une licence d'exploitation initiale d'une durée de 40 ans, renouvelable par pas de 20 ans. La Nuclear Regulatory Commission (NRC) est l'autorité indépendante en charge de la sûreté et la régulation des activités nucléaires aux Etats Unis. Afin de poursuivre l'exploitation des réacteurs au-delà de la licence d'exploitation initiale, les exploitants américains soumettent donc à la NRC :

⁴ Les réacteurs en fonctionnement dans le monde sont en grande majorité des REP (Réacteurs à Eau sous Pression) qui représentent près de 70 % des réacteurs. Les autres types de réacteurs en exploitation dans le monde incluent notamment les réacteurs à eau bouillante et les réacteurs à eau lourde sous pression

- un dossier de demande de renouvellement de licence pour fonctionner de 40 à 60 ans (License Renewal Application LRA),
- puis un dossier de demande de renouvellement de licence pour fonctionner de 60 à 80 ans (Subsequent License Renewal Application SLRA).

Parmi les 94 réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement aux Etats Unis :

- 6 réacteurs disposent uniquement de leur licence initiale valide jusqu'à leurs 40 ans ;
- 88 réacteurs disposent d'une licence renouvelée valide jusqu'à leurs 60 ans et parmi ceux-ci 20 réacteurs ont également obtenu le renouvellement de licence pour fonctionner jusqu'à 80 ans ;

En complément, la NRC étudie actuellement le renouvellement de licence pour fonctionner jusqu'à 60 ans pour 4 réacteurs et jusqu'à 80 ans pour 5 autres réacteurs.

Hors Etats-Unis, d'autres pays s'engagent dans la poursuite du fonctionnement de leurs réacteurs nucléaires. A titre d'exemples :

- Le Japon, la République Tchèque, la Slovaquie, la Suisse, la Corée du sud, l'Inde, le Canada et la Suède s'inscrivent dans un programme de poursuite du fonctionnement à 60 ans, voire au-delà pour le Japon et la Suède.
- L'autorité de sûreté nucléaire finlandaise (la Stuk) a donné en 2023 un avis favorable au ministère finlandais de l'Economie et de l'Emploi concernant la poursuite du fonctionnement de 2 réacteurs (Loviisa 1 et 2) jusqu'en 2050. Ces 2 réacteurs de type VVER (réacteurs à eau sous pression de conception russe) ont été mis en service entre 1977 et 1980. En 2050, la durée de fonctionnement de ces 2 réacteurs sera ainsi de 70 ans et plus.

La poursuite du fonctionnement des réacteurs s'accompagne de travaux de recherche qui donnent aux pays concernés une vision prospective. Ces travaux qui couvrent de nombreux domaines portent une attention toute particulière aux études de vieillissement et à l'analyse du retour d'expérience des réacteurs en exploitation. EDF suit de manière approfondie ces programmes dont les résultats sont très largement partagés au sein de la communauté scientifique internationale.

L'inter-comparaison à l'international montre qu'il n'y a pas de point technique générique rédhibitoire identifié vis-à-vis d'un fonctionnement au-delà de 60 ans pour des réacteurs de conception équivalente à celle du parc français.

Aux États-Unis, aucune demande de renouvellement de licence n'a à date été refusée par la NRC (source US NRC⁵). L'instruction des dossiers de demande de renouvellement de licence jusqu'à 60 ans et jusqu'à 80 ans, ainsi que les inspections de suite menées par la NRC sur l'ensemble des réacteurs ayant obtenu un renouvellement de licence et déployé le programme de maîtrise du vieillissement associé incluant maintenance, inspections, surveillance et réparations/remplacements le cas échéant n'ont pas mis en évidence de difficulté technique non résolue ou remettant en cause la poursuite du fonctionnement jusqu'à 60 ans et au-delà. EDF est adhérent auprès de l'US Nuclear Energy Institute (NEI) qui appuie les exploitants américains dans le cadre de leur renouvellement de licence à 60 et à 80 ans. Cela permet de suivre activement le renouvellement des licences et l'avancement des sujets d'intérêt.

⁵ <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html> ;
<https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>

1.4 Programme industriel d'EDF

EDF est convaincue, comme de nombreux experts de la communauté scientifique mondiale (AIE, GIEC, AIEA, OCDE), que l'énergie nucléaire a un rôle clé à jouer dans la lutte contre le changement climatique. En France, la poursuite du fonctionnement du parc existant, dans des conditions de sûreté et sécurité exemplaires, est le socle pour les prochaines décennies d'une électricité pilotable et décarbonée.

Ainsi, EDF a lancé dès l'atteinte des 30 ans de durée de fonctionnement des premiers réacteurs, une démarche de maîtrise du vieillissement et de caractérisation dans le temps et sous irradiation des composants tels que la cuve du réacteur et l'enceinte de confinement (programmes de R&D, introduction d'éprouvettes d'irradiation en réacteur, ...) qui constitue un socle de connaissances et de dispositions techniques valorisées dans le programme industriel supportant la poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Sur le plan de la réévaluation de leur niveau de sûreté, les réacteurs existants ont bénéficié d'améliorations depuis leur mise en service au titre des réexamens périodiques et du retour d'expérience national et international. Parmi ces améliorations, la mise en place de l'Approche Par Etats (APE) qui permet de conduire les installations dans des situations complexes, la fiabilisation des soupapes du pressuriseur (SEBIM), la mise en place de recombineurs d'hydrogène à l'intérieur du Bâtiment Réacteur et du dispositif de filtration U5, les travaux de renforcement menés à l'issue de la réévaluation sismique du palier CP0, la mise en œuvre du Plan d'Action Incendie (PAI), la mise en œuvre de protection contre les inondations externes (REX Blayais), les modifications Grands Chauds mises en œuvre à la suite des épisodes caniculaires de 2003 et 2006 ainsi que les dispositions prises dans le cadre de la phase « réactive » puis de la phase « moyens pérennes » suite à l'accident de Fukushima.

Un accroissement majeur du niveau de sûreté est obtenu à l'occasion des 4^{èmes} Réexamens Périodiques pour les réacteurs des paliers 900 et 1300 MWe et des 3^{èmes} Réexamens Périodiques pour les réacteurs du palier 1450 MWe sur un large champ de domaines permettant à ces réacteurs de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire fixés pour les réacteurs de 3^{ème} génération Cette démarche est unique par l'ampleur du programme scientifique, technique et industriel qu'elle sous-tend.

Sur cette base, les objectifs du 5^{ème} Réexamen Périodique des réacteurs du palier de 900 MWe ont été définis par EDF en lien notamment avec la maîtrise de vieillissement, la prise en compte du changement climatique et la préservation de la ressource en eau.

A l'international, les réacteurs de conception analogue, pour certains plus âgés que les réacteurs français, fonctionnent déjà au-delà de 50 ans et un nombre croissant de réacteurs ont obtenu ou sont en passe d'obtenir une licence pour fonctionner au-delà de 60 ans jusqu'à 80 ans.

En France, EDF entreprend des actions sur trois plans pour assurer la pérennité du fonctionnement du parc nucléaire :

- Les Réexamens Périodiques ;
- Le programme de travail qui prépare la poursuite du fonctionnement des réacteurs existants du parc nucléaire français au-delà de 60 ans ;
- La gestion du patrimoine industriel, en complément des 2 points ci-dessus. On peut citer parmi les thématiques en réflexion :
 - o Les fonctions supports (sources électriques internes, production air / eau / vapeur, ventilation, effluents) ;
 - o Le contrôle-commande ;
 - o Les impacts des évolutions réglementaires.

Le parc nucléaire existant représente ainsi un atout majeur pour l'objectif de neutralité carbone de la France à horizon 2050. Dans ce cadre, EDF étudie toutes les hypothèses et options qui pourraient contribuer à cet objectif :

- L'allongement des durées de campagne des réacteurs recommandé par l'audit demandé à EDF par le ministère de la transition écologique, est à l'étude sur le palier 900 MWe-CPY. Il permettra de réduire la fréquence des arrêts pour renouvellement du combustible (augmentation de la durée du cycle de fonctionnement de 12 à 16 mois) et favorisera ainsi la disponibilité des réacteurs de ce palier.
- L'augmentation de la puissance des réacteurs qui peut être réalisée selon 3 principales options techniques :
 - Le remplacement des Générateurs de Vapeur : le programme de remplacement des Générateurs de Vapeur est déjà mis en œuvre par EDF pour poursuivre le fonctionnement de réacteurs existants.
 - L'optimisation du rendement de la turbine :
 - Sur 9 réacteurs du sous-palier 900 MWe-CP1 et sur les 4 réacteurs 900 MWe-CP0 de Bugey, il existe une possibilité d'augmentation de la puissance délivrée par la centrale grâce au remplacement des rotors basse pression de la turbine par un modèle au design optimisé, permettant d'augmenter le rendement général de l'installation. Cette opération est industriellement maîtrisée car elle a déjà été réalisée sur 9 réacteurs du parc, et permet un gain de puissance de l'ordre de 30 à 40 MWe par réacteur. Cet investissement, qui génère un gain de puissance de l'ordre de 400 MWe sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, présente un intérêt renforcé dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans des réacteurs concernés.
 - Sur le palier 1300 MWe, il existe également une possibilité d'augmentation de puissance par remplacement des rotors de la turbine par un modèle optimisé.
 - L'augmentation de la puissance de la chaudière (sur le palier 1300 MWe, la puissance thermique de la chaudière des réacteurs est inférieure à la limite autorisée par le Dossier d'Autorisation de Création). Une augmentation de puissance de la chaudière impacterait les études de la démonstration de sûreté et induirait une reprise de celles-ci de manière globale ainsi que des Règles Générales d'Exploitation (RGE) déclinant ces études.

1.5 Perspectives R&D

La poursuite de l'exploitation des réacteurs au-delà de 60 ans donne une nouvelle ambition à EDF qui s'accompagne d'un renforcement des activités de recherche et développement relatives à la durée de fonctionnement à la fois en interne EDF mais aussi avec ses partenaires français et internationaux, en particulier le CEA dans le cadre de l'Institut Tripartite. Ces collaborations sont amenées à se poursuivre et à se renforcer sur certains sujets à fort enjeu pour EDF.

De nombreuses actions sont engagées pour assurer la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans. Parmi elles, quatre activités de R&D à fort enjeux contribueront tout particulièrement à sécuriser la perspective d'une exploitation des réacteurs au-delà de 60 ans :

- Les travaux de recherche réalisés sur le vieillissement des matériaux à long terme ;
- Les travaux de recherche réalisés sur les modèles avancés d'analyse mécanique en support au développement de nouvelles méthodes de justification mécanique de composants (en particulier pour la cuve et les coudes E). Des dossiers ont été déposés en 2024 grâce aux travaux de R&D réalisés dans le passé. Ce programme se poursuivra pour accompagner l'ingénierie dans les applications, apporter à l'ASNR l'ensemble des éléments techniques demandés et pour amener à maturité d'autres approches potentiellement intéressantes ;
- Les travaux menés au titre du programme de prélèvement notamment sur les réacteurs de Fessenheim qui fournira des résultats complétant les bases de données actuelles ;
- Les projets de recherche dans le domaine de l'innovation qui tout en permettant aux équipes techniques de se maintenir à l'état de l'art fournissent une assurance forte quant à la capacité d'EDF à trouver des solutions aux éventuelles problématiques qui pourraient émerger.

2 Démarche mise en œuvre pour la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans

2.1 Le programme de travail pour la durée de fonctionnement au-delà de 60 ans

2.1.1 Objet

La démarche vise à identifier les sujets nécessitant des études et à proposer un plan de travail alimentant une instruction sur la période 2025 – mi-2026 en vue de l'avis de l'ASNR sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs existants du parc nucléaire français au-delà de 60 ans qui sera rendu fin 2026.

Elle est structurée en fonction de la nature des sujets à analyser dans une perspective de fonctionnement au-delà de 60 ans :

- Les sujets techniques pouvant conditionner la poursuite du fonctionnement (composants non remplaçables ou difficilement remplaçables) et pour lesquels des actions sont entreprises afin d'en maîtriser le vieillissement ;
- Les sujets techniques ne conditionnant pas la poursuite du fonctionnement mais pouvant nécessiter des actions d'accompagnement.

La veille internationale (cf. paragraphe 2.2) et la démarche d'innovation mises en œuvre par EDF (cf. paragraphe 2.3) contribuent à l'identification des actions à entreprendre pour la poursuite du fonctionnement.

2.1.2 Périmètre

Le programme de travail d'EDF couvre les domaines de la sûreté nucléaire et de la protection de l'environnement (respectivement, les risques et les inconvénients que l'installation présente vis à vis des intérêts protégés).

Les thématiques suivantes sont analysées :

- **La maîtrise du vieillissement des structures, systèmes et composants** : il s'agit de la thématique majeure et incontournable dans le cadre de la poursuite du fonctionnement du parc nucléaire. La poursuite du fonctionnement conduit en effet à un vieillissement des composants qui doit être maîtrisé par l'exploitant. L'analyse porte sur :
 - Les composants non remplaçables : l'enjeu est de démontrer l'aptitude de ces composants à assurer leur fonction au-delà de 60 ans. Les composants concernés sont les cuves des réacteurs, les puits de cuve et les enceintes de confinement.
 - Les composants difficilement remplaçables : l'enjeu est de démontrer l'aptitude de ces composants à assurer leur fonction au-delà de 60 ans et, le cas échéant, d'analyser la faisabilité d'un remplacement. Les composants concernés sont les coudes primaires en Branche Froide en entrée de la cuve (« coudes E »), les internes de cuve et les câbles.
 - Les composants remplaçables : le vieillissement de ces composants est pris en compte dans le cadre des processus de maintenance, de traitement de l'obsolescence et de maintien de la qualification.

L'identification des sujets techniques vis-à-vis de la maîtrise du vieillissement se base en premier lieu sur l'expertise d'EDF dans ce domaine et en particulier sur la connaissance des composants et des mécanismes de vieillissement les affectant. Cette expertise repose notamment sur le processus « Maîtrise du vieillissement des Structures, Systèmes et Composants (SSC) » mis en place dès les 3^{èmes} Réexamens Périodiques du palier 900 MWe (cf. paragraphe 3.1). En complément, les actions de veille sur la durée de fonctionnement à l'international (cf. paragraphe 2.2) permettent d'avoir connaissance des sujets d'intérêt des exploitants à l'international, notamment aux Etats-Unis où une durée d'exploitation de 80 ans est déjà autorisée pour certains réacteurs (cf. paragraphe 1.3).

- **La maîtrise de la conformité des installations** au référentiel d'exigences qui leur est applicable (cf. paragraphe 4) : la conformité doit être garantie pendant toute la durée de fonctionnement des installations.
- **L'adaptation au changement climatique** : cette thématique est adressée dans le dossier d'EDF (cf. paragraphe 5), car la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans nécessite de s'assurer de la capacité d'adaptation des installations au changement climatique à cet horizon vis-à-vis des risques et des inconvénients que ces installations présentent vis-à-vis des intérêts protégés. La démarche de sélection des sujets techniques d'intérêt sur cette thématique est précisée dans le paragraphe dédié au changement climatique.

2.1.3 Sujets en interface avec la poursuite du fonctionnement

Au-delà des sujets techniques précités, la poursuite du fonctionnement des réacteurs conduit également à analyser les impacts sur les activités en interface avec l'exploitation des réacteurs que sont le cycle du combustible, la gestion des déchets et le démantèlement :

- Concernant le cycle du combustible, la stratégie industrielle de l'**aval du cycle du combustible** consiste à poursuivre les dispositions actuelles de traitement-recyclage en accompagnement de la poursuite du fonctionnement du parc actuel et du déploiement du futur parc nucléaire, soit jusqu'à 2100 a minima.

Cette stratégie repose sur :

- La pérennisation du fonctionnement des usines actuelles, avec un plan d'investissements de pérennité / résilience, à l'instar du programme Grand Carénage du parc nucléaire actuel, pour garantir la résilience aux aléas le fonctionnement aux capacités nominales des usines de traitement actuelles de La Hague au-delà de 2040 et de l'usine de fabrication de MOX de Melox a minima jusqu'à 2040 ;
- Le renouvellement des usines actuelles, avec :
 - Une nouvelle usine de fabrication de combustibles MOX à La Hague, pour une mise en service industrielle à horizon 2040 ;
 - De nouvelles capacités d'entreposage de combustibles usés, pour une mise en service industrielle à partir de 2040 ;
 - Une nouvelle usine de traitement, avec un déploiement modulaire dont l'échéance au-delà de 2050 sera précisée en fonction des perspectives de poursuite du fonctionnement des usines actuelles.
- **Concernant la gestion des déchets et le démantèlement** :
 - La poursuite du fonctionnement des réacteurs n'est pas identifiée comme pouvant présenter un impact majeur sur les opérations de démantèlement.
 - Concernant les déchets, l'ANDRA, en interaction avec EDF, mènera l'analyse du point de vue des filières de traitement et de stockage des déchets. En première analyse, la poursuite du fonctionnement des réacteurs n'est pas identifiée comme pouvant présenter un impact majeur sur la gestion des déchets.

2.2 La veille internationale

EDF mène, de manière pérenne, des activités de veille internationale dans différents domaines, dont notamment le retour d'expérience d'exploitation, le vieillissement des matériaux, structures et composants, la durée de fonctionnement des installations nucléaires et le changement climatique.

La veille internationale comprend les échanges établis entre EDF et la plupart des exploitants étrangers, le suivi des activités et la participation aux actions de différentes organisations internationales, les contributions à des programmes de recherche et les participations à des conférences ou workshops (séminaires). EDF est impliquée à divers titres (en tant qu'expert, observateur, contributeur, coordinateur...) dans différents groupes de travail internationaux, tant sur l'aspect organisationnel de la gestion du vieillissement que sur les aspects techniques relatifs aux composants mécaniques, aux structures de Génie Civil, au contrôle-commande ou aux composants électriques. Il faut également souligner le détachement de personnel à l'international, dont notamment à l'EPRI aux Etats-Unis, à l'AIEA en Autriche et dans les centres d'EDF R&D à l'étranger (ex : Grande-Bretagne, Etats-Unis, Chine), et les programmes de R&D engagés avec ses partenaires internationaux, par le centre de recherche international sur les matériaux piloté par EDF R&D (Materials Aging Institute sur le site des Renardières).

EDF entretient par ailleurs des relations régulières avec les organisations suivantes⁶ : AIEA ; ASME ; AFCEN ; ENISS ; EPRI ; FROG ; PWROG ; OCDE (différents groupes de travail) ; Projets européens (dont Euratom) ; SNETP et WANO.

De même, EDF participe de façon suivie et active à un ensemble de conférences internationales s'intéressant aux thèmes du vieillissement des équipements et ouvrages. On peut citer notamment les congrès Pressure Vessels and Piping (PVP) de l'ASME, Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT), Plant Life Management (PLIM) de l'AIEA, Fontevraud International Symposium on the Contribution of Materials Investigations and Operating Experience de la SFEN, International Conference on Nuclear Engineering (ICONE) de l'ASME, International Congress on Advances in NPPs (ICAPP) de l'American Nuclear Society (ANS).

Les objectifs poursuivis sont les suivants :

- Se tenir informé des événements d'exploitation et de l'état de l'art technique et en tirer les enseignements,
- Se tenir informé des recommandations, guides ou documents émis par les organisations internationales les plus significatives et en analyser les impacts éventuels,
- Contribuer à l'élaboration des référentiels internationaux de manière à assurer la cohérence entre la pratique française et ces référentiels,

⁶ AFCEN : Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires

AIEA : Agence Internationale de l'Energie Atomique

ASME : American Society of Mechanical Engineers

ENISS : European Nuclear Installations Safety Standards Initiative

EPRI : Electric Power Research Institute

EURATOM : traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique

FROG : Framatome Owner Group (le FROG regroupe les exploitants de centrales de conception Framatome et des opérateurs utilisant ses composants et services)

OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Économiques

PWROG : Pressurized Water Reactor Owner Group (regroupe tous les exploitants de réacteurs PWR américains, ainsi que les exploitants étrangers utilisant les technologies réacteurs à eau sous pression, initialement de conception Westinghouse, Combustion Engineering et Babcock & Wilcox)

SNETP : Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (plateforme de R&D et d'innovation supportant l'exploitation des réacteurs nucléaires de génération II, III et IV)

WANO : World Association of Nuclear Operators

- Comparer les démarches et méthodologies retenues par les principaux pays (durée de fonctionnement, évaluation des marges, codes et normes, autres méthodologies...) de façon à s'en inspirer,
- Valoriser les pratiques EDF constituant l'état de l'art dans certains domaines (ex. : prise en compte du changement climatique),
- Partager des actions et des résultats de R&D avec d'autres exploitants, organismes de recherche et universitaires.

Dans le cadre de la préparation de son dossier, EDF a initié un partage au niveau international sur les sujets relatifs à la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans. Les objectifs recherchés concourent à bénéficier du REX technique et des réflexions des acteurs de la filière nucléaire mondiale pour la préparation de la poursuite du fonctionnement des réacteurs, partager la démarche mise en œuvre en France, recueillir des avis sur la pertinence et l'exhaustivité du programme de travail établi et veiller à ce que la démarche soit cohérente avec ce qui est entrepris à l'international. En pratique, cette séquence s'est déroulée comme suit :

- Juin 2023 : mission aux Etats-Unis lors de laquelle EDF a rencontré un certain nombre des parties-prenantes du Subsequent License Renewal Program (extension de la durée de vie des centrales US de 60 à 80 ans) comprenant notamment le Department Of Energy (DOE), la NRC, l'EPRI, des exploitants et des chaudiéristes.

Les principaux enseignements tirés par EDF de cette mission sont les suivants :

- Dans le cadre du processus de renouvellement de licence autorisant l'exploitation des réacteurs nucléaires aux Etats-Unis, par pas de 20 ans, la maîtrise du vieillissement est centrée sur les Systèmes Structures et Composants passifs.
- Le renouvellement des licences s'inscrit dans une stratégie de recouvrement entre le parc existant et la mise en service de nouveaux réacteurs. Forts de la visibilité offerte par le renouvellement de leurs licences d'exploitation, certains exploitants engagent des travaux de modernisation de leurs installations (notamment rénovation du contrôle-commande et digitalisation des salles de commande).
- Les attendus du régulateur vis-à-vis des exploitants pour le renouvellement des licences sont clairs, stables et responsabilisants :
 - Le cadre établi par les guides de la NRC est complété le cas échéant par des guides rédigés par d'autres organismes, Nuclear Energy Institute (NEI) et EPRI notamment, et se nourrit du REX d'exploitation ainsi que des résultats des contrôles et investigations menés sur les installations.
 - L'exploitant est responsable de la déclinaison des guides.
 - La liste des sujets d'intérêt identifiés par EDF pour le parc français est cohérente avec la liste des sujets traités aux Etats-Unis à l'exception des produits moulés en acier inoxydable austéno-ferritique qui ne constituent pas un sujet de préoccupation aux Etats-Unis. Le séminaire organisé par EDF en septembre 2023 (voir les enseignements en annexe 2) a permis de conforter la liste des sujets d'intérêt.

Au final, cette mission met en lumière le bénéfice pour le dossier de poursuite de fonctionnement de disposer d'attendus stabilisés et explicités par le régulateur, pleinement appréhendés par l'exploitant.

Par ailleurs, l'approche américaine repose sur le maintien des bases du design initial complétées du REX national et international. Ainsi, le volume des travaux envisagés pour la poursuite du fonctionnement est très important, mais de nature différente par rapport à la France. Il s'agit, avec une vision patrimoniale des investissements, d'identifier les points sensibles vis-à-vis du vieillissement et de les traiter en renforçant les contrôles et la maintenance sans nécessairement faire évoluer la conception initiale des réacteurs au fil du renouvellement des licences d'exploitation.

- Juillet 2023 : participation au séminaire « Long Term Operation / License Renewal » organisé par la NRC qui a été l'occasion pour les participants de s'approprier la démarche de renouvellement de licence et le contenu technique des dossiers.

- Septembre 2023 : organisation d'un séminaire à EDF-Lab Saclay à l'occasion duquel il a été demandé aux partenaires de la filière nucléaire mondiale de présenter les actions engagées dans leur pays ou l'état des réflexions pour exploiter les réacteurs au-delà de 60 ans. Les enseignements de ce séminaire sont présentés en annexe 2.

Cette séquence s'est poursuivie en 2024 par l'organisation d'un « International Scientific Advisory Review (ISAR) » à l'occasion duquel EDF a présenté à un panel d'experts internationaux les actions engagées sur certains sujets pour assurer la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans afin de bénéficier en retour d'un avis sur la pertinence et l'exhaustivité des actions prévues.

La veille internationale peut également permettre de proposer des évolutions des référentiels applicables au regard des pratiques internationales et questionner des conservatismes des méthodes en vigueur au regard des progrès techniques réalisés depuis leur élaboration.

Les enseignements de la veille internationale vis-à-vis des sujets techniques d'intérêt pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs nucléaires sont développés dans les chapitres qui suivent, thématique par thématique.

2.3 L'innovation au service de la durée de fonctionnement

L'innovation est un levier important pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs. Elle répond à plusieurs enjeux, le premier d'entre eux étant évidemment industriel avec le développement de solutions nouvelles complétant ou améliorant le panel des moyens disponibles pour s'assurer que l'exploitation des réacteurs peut être réalisée sur le long terme en toute sûreté. L'innovation répond également à des enjeux de connaissances et de compétences en maintenant à l'état de l'art les personnels des structures techniques qui appuient l'exploitant et en tirant parti des meilleures techniques disponibles. Elle répond enfin à un enjeu d'attractivité des métiers qui est essentiel pour une industrie qui aura besoin d'une main d'œuvre très qualifiée pour encore plusieurs dizaines d'années.

La recherche de solutions innovantes concerne non seulement la mise au point de nouveaux moyens opérationnels avant leur mise en œuvre sur le parc (nouveaux modes de réparation, nouvelles solutions de remplacement...) mais aussi le développement d'outils d'ingénierie comme de nouvelles méthodes pour justifier le bon comportement de composants dans la durée.

Deux processus conduisent principalement à produire ou exploiter de l'innovation :

- La recherche de solutions à un nouveau problème ou à un problème pour lequel les solutions éprouvées ne sont plus optimales, voire fonctionnelles.
- L'adaptation au domaine nucléaire de nouvelles technologies développées par ailleurs.

On trouvera dans la suite du document plusieurs exemples d'innovations répondant à la nécessité de disposer de moyens nouveaux pour faire face aux contraintes liées au vieillissement des composants. Le paragraphe 3.4.1 par exemple présente le développement de la méthode de justification « Gfr », méthodologie innovante au service de la poursuite du fonctionnement des réacteurs).

L'adaptation au nucléaire de nouvelles technologies développées par ailleurs concerne tout particulièrement trois domaines pour lesquels les avancées récentes sont très significatives :

- L'instrumentation innovante, à laquelle on peut associer l'amélioration continue des méthodes de diagnostics (Contrôles Non Destructifs et Examens Non Destructifs), ces progrès permettant d'avoir une connaissance toujours plus fine de l'état des installations (conditions réelles de fonctionnement, détection précoce de défauts...);
- Le numérique avec d'une part le développement de nouveaux moyens de gestion et de traitement des grandes masses de données (y compris l'intelligence artificielle) et d'autre

part le développement de capacités de calculs inégalées qui permettent d'envisager de créer des modèles physiques toujours plus précis et prédictifs.

Dès à présent, la création de jumeaux numériques associant mesures en ligne et méta-modèles permet aux simulations d'être significativement plus représentatives et ouvre la perspective de diagnostics et pronostics en temps réel pour les composants et les structures.

- Le domaine des matériaux avec l'apparition de procédés de fabrication innovants (technologies de fabrication additive) qui améliorent et complètent la panoplie des solutions industrielles disponibles pour l'approvisionnement des équipements de remplacement et la réparation des composants en service.

On trouvera aux paragraphes 3.1 et 3.2 plusieurs exemples de travaux de recherche en cours dans ces domaines avec des perspectives d'innovations en rupture qui pourraient bénéficier à la surveillance et à la maintenance des composants ou encore au traitement de l'obsolescence.

Les actions de recherche innovantes sont essentiellement réalisées dans le cadre de partenariats avec les acteurs de la filière. A titre d'exemple, le programme intitulé Initiatives Usine Nucléaire du Futur a été engagé en 2018 avec le CEA et Framatome afin de renforcer la recherche fondamentale et le développement des innovations. Certaines activités sont également partagées avec les acteurs de la filière industrielle avec l'appui du pôle de compétitivité Nuclear Valley. Le projet Mecanum (développement de jumeaux numériques en simulation mécanique), lauréat du plan France Relance en 2021 en est un des exemples. L'association entre grands donneurs d'ordre, industriels de la filière et instituts de recherche favorise l'industrialisation et le déploiement sur le parc des solutions étudiées.

3 Maîtrise du vieillissement

La maîtrise du vieillissement des Systèmes, Structures et Composants constitue l'enjeu principal pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Les différentes démarches mises en œuvre dans ce cadre sont présentées ci-après. Pour les composants non remplaçables ou difficilement remplaçables, un certain nombre de leviers d'ordre méthodologique ou matériel sont en cours de développement ou d'instruction. Ils seront mis en œuvre dans les futurs dossiers de justification une fois approuvés.

3.1 Démarche de maîtrise du vieillissement et traitement de l'obsolescence

La démarche de maîtrise du vieillissement et du traitement de l'obsolescence s'appuie sur trois processus opérationnels pérennes :

- Le processus de maîtrise du vieillissement des Structures, Systèmes et Composants (SSC), mis en œuvre systématiquement à partir du 3^{ème} Réexamen Périodique (RP) et poursuivi lors des RP suivants.
- Le processus d'inspection en service et de maintenance.
- Le processus de traitement de l'obsolescence des équipements et pièces de rechange.

Dans le cadre de ces 3 processus, les dossiers suivants sont constitués :

- Le Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) de chaque réacteur, établi en amont du réexamen périodique à partir du recueil des Fiches d'Analyse du Vieillissement (FAV) et des DAPE composants, élaborés au niveau national.
- Les dossiers spécifiques tels que les dossiers zone de cœur et enceinte de confinement qui sont des données d'entrée des DAPE composants.
- Les documents d'inspection en service et de maintenance, parmi lesquels :
 - Les Programmes de Base de Maintenance Préventive (PBMP) des équipements et ouvrages, s'appuyant sur des doctrines de maintenance ainsi que sur les Dossiers de Référence Réglementaires (DRR) pour les équipements du Circuit Primaire Principal et des Circuits Secondaires Principaux (CPP/CSP). Ces derniers prennent en compte les conditions d'exploitation au travers de la comptabilisation des situations (transitoires de fonctionnement normal, incidentel et accidentel). Les PBMP sont mis à jour au fil de l'eau sur la base du REX d'exploitation et des études réalisées dans le cadre des réexamens.
 - Le Programme d'Investigations Complémentaires (PIC) lors des Visites Décennales. Cette démarche vise à confirmer l'absence de dégradations en fonctionnement dans des zones habituellement non contrôlées et permet de confirmer la suffisance de la maintenance préventive mise en œuvre.
 - Les dossiers de maintenance exceptionnelle des équipements.
- À partir du 4^{ème} réexamen périodique, les documents démontrant le maintien de la qualification des équipements aux conditions accidentelles (MQCA), selon la démarche de qualification progressive.
- Les dossiers de traitement de l'obsolescence des composants.

Après avoir analysé les spécificités de chaque réacteur, le CNPE formalise dans le DAPE de chaque réacteur la déclinaison de la méthodologie nationale basée sur les FAV (mises à jour annuellement) et les DAPE composant (mis à jour tous les 5 ans).

Le DAPE d'un réacteur intègre les actions locales du programme de maîtrise du vieillissement, il est établi pour s'assurer que le vieillissement ne remet pas en cause l'aptitude à la poursuite de l'exploitation du réacteur concerné, jusqu'à la Visite Décennale suivante.

Le DAPE d’un réacteur est mis à jour après la Visite Décennale pour :

- Intégrer le bilan des contrôles, inspections, modifications et rénovations effectués lors de la Visite Décennale, dont les résultats du programme d’investigations complémentaires (PIC) et de l’examen de conformité des tranches (ECOT).
- Prendre en compte les nouvelles FAV nationales émises depuis la rédaction de l’indice 0, et celles dont le statut a évolué à la hausse.
- Décrire la version finale du programme local de maîtrise du vieillissement (PLMV) adapté au réacteur, mis en œuvre dans la période décennale qui suit la Visite Décennale, en complément au référentiel national d’exploitation et de maintenance.

Le programme local de maîtrise du vieillissement (PLMV) est revu annuellement.

Le DAPE de chaque réacteur, avant et après la Visite Décennale, est transmis à l’ASNR et une synthèse est également intégrée dans le Rapport de Conclusions de Réexamen (RCR), transmis à l’ASNR et au Ministre en charge de la sûreté nucléaire.

Le processus de maîtrise du vieillissement en lui-même n’est pas dépendant de l’horizon de poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Il fait l’objet d’une réinterrogation annuelle éclairée du REX national et international.

Le processus de maîtrise du vieillissement d’EDF est conforme aux différents standards internationaux. Ainsi, chaque année, au moins un CNPE fait l’objet d’une mission OSART⁷ par l’AIEA avec, pour les réacteurs concernés, un module LTO (Long Term Operation). A ce jour, ces missions n’ont pas conduit à des recommandations sur ce module et ont mis en évidence des bonnes pratiques. Le Corporate OSART mené en 2014 a conclu à la robustesse de ce processus au regard des exigences internationales (AIEA).

Par ailleurs, EDF participe à la rédaction des standards AIEA (ex⁸ : SSG-48, SSG-69, SSG-25, IGALL). On peut noter que le Aging Management Review (AMR) et la revalidation annuelle des AMP (Aging Management Program - réexamen annuel des FAV), prévus par les standards AIEA, sont réalisés par EDF beaucoup plus fréquemment (annuellement) que la recommandation AIEA. Enfin, le processus de maîtrise du vieillissement d’EDF est conforme aux Safety Levels « I » définis par WENRA.

Ce processus éprouvé s’appuie sur des données d’entrée et de sortie. Si les données d’entrée évoluent pour couvrir l’horizon au-delà de 60 ans, les données de sortie évolueront autant que de besoin.

Données d’entrée	Données de sortie
– REX national et international – Résultats Programmes Investigations Complémentaires et Examens de Conformité des Tranches – Évolution du référentiel de maintenance – Bilans matériels – Actions R&D, en particulier connaissance des différents mécanismes de vieillissement et de leur cinétique – Remarques formulées par les sites lors de la constitution des DAPE du réacteur sur la base du REX terrain	- Fiches Analyse du Vieillissement - DAPE composants - DAPE du réacteur et PLMV associés



⁷ OSART : Operational Safety Review Team

⁸ SSG : Specific Safety Guide ; IGALL : International Generic Ageing Lessons Learned

En appui de ces démarches, EDF conduit un programme de R&D conséquent et de benchmark international qui lui permettent d'être au meilleur niveau de connaissance dans le domaine de la maîtrise du vieillissement. Les résultats issus de cette recherche (veille scientifique, programmes expérimentaux, développements de modèles...) alimentent les processus opérationnels d'EDF pour les maintenir à l'état de l'art.

En complément, EDF développe un usage élargi :

- De l'analyse des données (« data analytics ») et de surveillance continue des paramètres d'exploitation (« e-monitoring »),
- De la simulation et des maquettes numériques sur base physique (jusqu'au développement de « jumeaux numériques » de composants, d'équipements ou d'ouvrages des installations), afin d'anticiper le plus tôt possible des phénomènes précurseurs de problématiques de vieillissement (voir ci-après le focus sur le développement d'innovations au service de la maîtrise du vieillissement et de la maintenance).

Enfin, un des leviers pour conforter la justification de la maîtrise du vieillissement au-delà de 60 ans est l'expertise de matériels déposés ou prélevés sur des réacteurs mis hors exploitation :

- Pour les générateurs de vapeur, EDF a engagé un vaste programme d'expertise d'un GV déposé à Cruas (projet Sherlock).
- A l'international, le projet SMILE (Studsvik Materials Integrity Life Extension) lancé depuis 2020 a pour objectif d'exploiter des matériels déposés ou prélevés sur plusieurs réacteurs mis hors exploitation pour une compréhension des mécanismes de vieillissement en appui aux programmes sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs à eau légère. EDF adhère au projet depuis 2024.
- Suite aux demandes formulées par l'ASNR à l'issue de la réunion du groupe permanent pour les réacteurs nucléaires (GPR) de novembre 2020 consacrée au bilan du 4^{ème} Réexamen Périodique des réacteurs du palier de 900 MWe, EDF a engagé en 2022 un programme complémentaire d'investigations et de prélèvements sur les réacteurs mis à l'arrêt de Fessenheim. Ce programme permettra de vérifier, à 40 ans, l'absence de mécanismes de dégradation ou de vieillissement non prévus pouvant affecter certains équipements, en particulier des équipements difficilement accessibles sur des réacteurs en exploitation. Si la faisabilité est avérée, ce programme devrait être complété par la caractérisation d'indications ultra-sonores sur la bride A de la cuve du réacteur n° 2 de Fessenheim et par le prélèvement d'un échantillon en partie courante de l'enveloppe d'un pressuriseur pour conforter le conservatisme du modèle de vieillissement thermique.
- Dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, EDF étend le programme de prélèvement et d'expertises de matériels sur les réacteurs en démantèlement de Fessenheim afin de conforter le conservatisme des modèles de vieillissement utilisés, d'appuyer les nouvelles méthodes de justification, de vérifier le potentiel impact de mécanismes de vieillissement issus du REX international et de vérifier l'absence de mécanismes de vieillissement sur des équipements difficilement accessibles sur des réacteurs en exploitation. Ce programme a été soumis en 2024 à un panel d'experts internationaux. Les échanges techniques ont permis de confirmer la pertinence des actions engagées par EDF au regard de la pratique internationale dans ce domaine.

3.2 Stratégie de maintenance

La stratégie de maintenance de l'ensemble des Systèmes, Structures et Composants (SSC) du parc nucléaire est organisée de façon à fiabiliser les matériels et systèmes, et à préparer l'avenir, pour garantir que les équipements auront la capacité d'assurer leurs fonctions vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance résultant des situations dans lesquelles ils sont nécessaires ainsi que pour garantir la performance des capacités de production à court, moyen et long terme.

Les objectifs opérationnels sont les suivants :

- Élaborer les programmes, les prescriptions de maintenance et les spécifications chimiques pour garantir la fiabilité des systèmes, structures et composants sur la durée de fonctionnement des réacteurs.
- Maintenir et surveiller les systèmes, structures et composants, et garantir la réalisation des activités de maintenance et de suivi à bon escient et en qualité, dans le respect des programmes.
- Maintenir la qualification des équipements aux conditions accidentelles.
- Assurer la disponibilité des pièces de rechange, traiter l'obsolescence des équipements et assurer la pérennité des capacités industrielles.
- Maîtriser le vieillissement et la fiabilité des équipements, de façon à minimiser autant que raisonnablement possible les défaillances des composants importants pour le respect des intérêts protégés et le fonctionnement de l'installation, et à maintenir les défaillances des composants et fonctions importants à une valeur acceptable.
- Examiner les programmes de maintenance de façon itérative dans l'objectif d'améliorer la prévention des défaillances des matériels, selon une approche proportionnée aux enjeux de protection des intérêts et de performances auxquels ils contribuent. Ces examens prennent en compte l'amélioration des connaissances ainsi que le retour d'expérience (positif ou négatif) issu de différentes origines.
- Assurer la réalisation des opérations de maintenance en cohérence avec une stratégie industrielle définie et pérenne.
- Mettre en œuvre les actions de maintenance corrective en cas de défaillance d'un matériel, selon une approche proportionnée aux enjeux de protection des intérêts et de performance auxquels ce matériel contribue.

La stratégie de maintenance et l'organisation mise en place par EDF depuis de nombreuses années permettent par leur logique itérative, d'identifier et de traiter de façon continue le retour d'expérience des réacteurs français et internationaux qui constitue, comme indiqué au paragraphe 3.1, une des données d'entrée du processus de maîtrise du vieillissement.

La poursuite de fonctionnement au-delà de 60 ans constitue une évolution des données d'entrée, qui sera prise en compte dans la stratégie de maintenance d'EDF.

L'élaboration de la stratégie de maintenance bénéficie également des progrès récents réalisés dans les domaines de la surveillance et de l'analyse de données (« data analytics ») avec le développement de capacités nouvelles en particulier pour détecter plus précocement, voire prévenir les défaillances (voir le focus sur le développement d'outils numériques ci-après).

Le phénomène de corrosion sous contrainte sur les aciers inoxydables des lignes auxiliaires du Circuit Primaire Principal (CPP) identifié par EDF fin 2021 sur une partie du parc, illustre le caractère préventif et adaptatif des contrôles de maintenance effectués par EDF sur ses réacteurs. Lors de la réalisation de contrôles de maintenance préventive pour recherche de fatigue thermique, dans le cadre de la 2^{ème} Visite Décennale du réacteur n° 1 de Civaux, en octobre 2021, des indications ultrasonores ont été détectées sur des soudures de tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). EDF a alors engagé une caractérisation de ces indications en expertisant dans ses installations du Laboratoire intégré d'expertises de Chinon

(LIDEC) les soudures affectées et a mis en évidence qu'il s'agissait de corrosion sous contrainte. Le fait de disposer de moyens d'expertise importants a permis de mener une analyse approfondie et réactive. Cet exemple montre que les contrôles réalisés dans le cadre des programmes de maintenance, qui sont conçus en fonction des modes de dégradation connus, peuvent permettre de détecter de nouveaux modes de dégradation s'ils sont complétés par des moyens d'expertise développés.

La portée des programmes de maintenance va de ce fait au-delà des modes de dégradation connus qui en sont à l'origine. L'organisation d'EDF et de ses partenaires industriels a permis d'identifier rapidement le phénomène, de le caractériser et de le traiter industriellement et rapidement par de nouveaux moyens de contrôles, des interventions ciblées et des moyens de mitigation. Les interventions réalisées sont des opérations classiques de maintenance qui ne constituent pas une limite à la poursuite du fonctionnement des réacteurs concernés. Ce REX vient globalement alimenter les stratégies de maintenance et de maîtrise de la conformité mises en œuvre par EDF.

Développement d'innovations au service de la maîtrise du vieillissement et de la maintenance

Pour la poursuite du fonctionnement du parc nucléaire et en complément du processus itératif d'amélioration de ses programmes de maintenance se basant sur les résultats des inspections réalisées sur les SSC, sur le retour d'expérience international et l'évolution des connaissances, EDF développe un usage élargi des innovations produites par la R&D et les acteurs de la filière. Ces innovations ont notamment pour objectif de permettre de détecter le plus tôt possible des phénomènes précurseurs de mécanismes de vieillissement non prévus afin de préparer la mise en œuvre si nécessaire de dispositions complémentaires.

Pour le domaine de la maintenance, les innovations visent notamment un usage élargi de l'analyse des données (« data analytics »), de surveillance continue des paramètres d'exploitation (« e-monitoring ») et de la simulation et des maquettes numériques sur base physique (jusqu'au développement de « jumeaux numériques ») de composants, d'équipements ou d'ouvrages des installations.

Des innovations technologiques sont également engagées en lien notamment avec les problématiques d'obsolescence et la capacité à refabriquer certains composants.

Enfin, pour certains composants difficilement inspectables, comme les tuyauteries en béton, des actions de développement d'examens non destructifs sont engagées avec la R&D et des acteurs de la filière industrielle pour mieux apprécier les éventuels effets de vieillissement.

Les différents axes de travaux engagés sont présentés ci-dessous.

Concernant l'analyse des données (« data analytics ») et la surveillance continue des paramètres d'exploitation (« e-monitoring »), la démarche engagée s'appuie sur :

- Les activités portées par la R&D et le développement d'un outil numérique avec des applications visées telles que :
 - L'utilisation de l'intelligence artificielle afin d'analyser l'ensemble des données textuelles disponibles dans les bases de données permettant d'identifier d'éventuels nouveaux phénomènes de vieillissement à prendre en compte ou à réévaluer.
 - Le développement de méthodes avancées pour proposer des solutions de surveillance innovantes comme la détection de transitoires automatisée pour réaliser des analyses de REX et identifier des signaux faibles de défaillance ou de nocivité pour les matériels.
- La capacité d'études de « l'Usine Data Analytics » qui est une équipe de spécialistes en data science au service des différents producteurs EDF qui a notamment permis de mieux caractériser certains paramètres d'influence sur le vieillissement.
- Et enfin, une cellule « data analytics » au sein de l'Ingénierie du Parc en Exploitation pour accompagner l'appropriation de ces outils et méthodes.

En complément de ces approches « data analytics », la poursuite des travaux de simulation et maquettes numériques sur base physique, permet également de mieux comprendre certains phénomènes de vieillissement et d'appréhender l'éventuel risque de dégradation non maîtrisée en lien avec une durée d'exploitation plus importante.

Enfin, on peut également noter l'investissement côté R&D dans le développement de procédés de fabrication innovants (tels que la fabrication additive ou la compression isostatique à chaud) qui constituent un levier de maîtrise du risque d'obsolescence de certains composants et de fragilité de la filière industrielle associée. A titre d'exemple, la R&D d'EDF a déjà reproduit des pièces qui ne sont plus disponibles sur le marché grâce à ces procédés. Les pièces ainsi produites ont été testées ce qui a permis de confirmer la qualité résultant de ce processus de fabrication.

3.3 Composants non remplaçables

3.3.1 Cuves des réacteurs

La cuve occupe une place déterminante pour la durée de fonctionnement du réacteur du fait de l'importance de son intégrité vis-à-vis de la sûreté, la défaillance de la cuve n'étant pas considérée dans les études de sûreté de dimensionnement. Cette importance est renforcée par le fait que ce composant est considéré comme non-remplaçable (au contraire du couvercle de cuve qui est un composant remplaçable).

Au vu des exigences de résistance mécanique, le choix du matériau de la cuve à la conception s'est orienté vers un acier faiblement allié avec revêtement en acier inoxydable pour la tenue à la corrosion.

❖ Contrôles réalisés sur la cuve

La cuve, constituée d'acier faiblement allié d'environ 20 cm d'épaisseur, fait l'objet de contrôles très approfondis en fin de fabrication, lors de sa mise en service et en exploitation.

Ainsi, tous les 10 ans, lors de la Visite Décennale (VD) de chaque réacteur, la cuve fait l'objet de nombreux contrôles, réalisés notamment par la Machine d'Inspection en Service (MIS). Cette machine, de 14 mètres de haut, télécommandée, se pose sur la cuve pour effectuer des Examens Non Destructifs (END), tels que :

- des contrôles par ultrasons consistant à faire propager et réfléchir une onde ultrasonore dans le matériau à contrôler,
- des contrôles radiographiques consistant à établir une image (via un cliché issu d'un film argentique ou d'une image numérique, selon la technique utilisée) de la densité de la matière du matériau traversé par un rayonnement X,
- ou des examens télévisuels.

Ceci permet de vérifier régulièrement le bon état de la cuve et de suivre les défauts d'origine sous le revêtement ou dans les soudures des viroles. Les défauts d'origine sont issus de la fabrication et font l'objet d'un suivi périodique par END qui montre l'absence d'évolution dans le temps.

Ces examens, qui inspectent l'ensemble de la cuve, durent en moyenne une quinzaine de jours.

En complément, conformément à l'arrêté du 10 novembre 1999, relatif à la surveillance en exploitation du Circuit Primaire Principal (CPP) et des Circuits Secondaires Principaux (CSP), le circuit primaire et donc la cuve sont également soumis, à chaque Visite Décennale, à une requalification périodique comprenant notamment une épreuve hydraulique à 206 bars relatifs.

❖ Mécanismes de vieillissement

La cuve est soumise en exploitation au flux neutronique émanant du cœur résultant des fissions se produisant en périphérie du cœur. Les neutrons ne participant pas à la réaction en chaîne peuvent ainsi atteindre et irradier la cuve. Cette irradiation neutronique provoque un vieillissement du matériau la composant, qui se traduit par une augmentation des caractéristiques mécaniques de traction et parallèlement par une baisse de la ténacité⁹.

Ces évolutions de propriétés mécaniques de l'acier de cuve avec l'irradiation, et en particulier la baisse de la ténacité, vont concourir à réduire la capacité d'un éventuel défaut à résister à une sollicitation sévère, dans le cas hypothétique de survenue d'un accident.

⁹ Résistance à l'étirement ou la traction d'un matériau

Pour répondre à cet enjeu relatif au vieillissement de la cuve sous l'effet de l'irradiation et en complément des contrôles réalisés à chaque Visite Décennale exposés ci-avant, une démarche de justification de la tenue en service de la zone irradiée des cuves est mise en œuvre pour chaque palier en amont de chaque Visite Décennale, afin de vérifier, à l'échéance de fonctionnement visée (a minima 10 ans après la VD), la résistance de l'acier de cuve dans toutes les situations.

❖ Démarche de justification de la tenue en service des cuves

La démarche de justification de la tenue en service des cuves repose sur une approche couplant :

- La surveillance en service de chaque cuve, détaillée ci-avant, avec en particulier les contrôles réalisés par la MIS, visant à détecter la présence d'éventuels défauts et à mesurer leurs dimensions le cas échéant.
- Le Programme de Surveillance des effets de l'irradiation (PSI) sur les propriétés matériaux des cuves ; Le PSI consiste à réaliser des essais mécaniques sur des éprouvettes de matériau de la cuve, placées dans chaque cuve et soumises en réacteur à une irradiation accélérée par rapport à la cuve. Ces essais du PSI permettent de connaître les caractéristiques mécaniques des matériaux de cuve de manière anticipée vis-à-vis de leur vieillissement sous irradiation.
- Un dossier d'analyse de tenue mécanique de la cuve tenant compte :
 - o Des différentes plages de fonctionnement (normale et perturbée, incidentelle, accidentelle) ;
 - o Des défauts à étudier :
 - défaut générique hypothétique postulé de façon pénalisante,
 - et défauts détectés par END sur quelques cuves : ces défauts d'origine ne sont pas dimensionnants vis-à-vis des études de justification de la tenue en service des cuves des réacteurs du parc du fait de leur localisation. En effet, ils ne sont pas situés dans des zones qui cumulent les plus forts chargements mécaniques et les flux neutroniques les plus élevés contrairement aux hypothèses retenues pour le défaut générique ;
 - o Des propriétés mécaniques de la cuve à l'état irradié pour l'échéance de fonctionnement visée.

Le dossier de justification de la tenue en service des cuves est mis à jour pour chaque palier à chaque réexamen périodique.

❖ Actions entreprises afin de maîtriser le vieillissement de la cuve

Dans le cadre de la poursuite d'exploitation du parc nucléaire, EDF poursuit les actions déjà engagées et en développe de nouvelles, pour garantir l'intégrité des cuves des réacteurs.

Depuis le milieu des années 90, EDF a mis en place des dispositions matérielles pour réduire la fluence¹⁰ vue par la cuve, permettant de ralentir le vieillissement des matériaux : dans un premier temps, par une optimisation des plans de chargement du combustible en cuve puis plus récemment en introduisant des grappes absorbantes de neutron (grappes en Hafnium) à partir des 4^{èmes} visites décennales des paliers 900 et 1300 MWe. Les gains associés à cette dernière disposition en termes de diminution du flux neutronique vu par la cuve sont de l'ordre de 30 à 40 %.

De façon à améliorer encore la surveillance de la cuve, des actions de développement de nouveaux END ont été engagées : les performances des END ont été ainsi accrues et permettent

¹⁰ Cumul du flux neutronique dans le temps, caractérisant l'exposition d'un matériau à un rayonnement

désormais la détection de défauts de dimension encore plus faible, de l'ordre d'une quinzaine de pourcents.

EDF peut également mettre en œuvre, en cas de besoin spécifique pour un réacteur, une disposition permettant d'atténuer la sévérité d'un éventuel transitoire accidentel : le chauffage de l'eau de la bache PTR¹¹.

Enfin, EDF mène des activités de veille internationale et de R&D (méthodes mécaniques, Essais Non Destructifs, ...) dont les enseignements peuvent conduire à ouvrir de nouvelles perspectives.

❖ Eclairage international

La démarche d'analyse mécanique d'un défaut générique postulé diffère notablement entre pays. Une synthèse de ces différentes pratiques a notamment été menée par l'AIEA¹². Cette synthèse met en évidence des différences notables sur l'appréciation de la durée de fonctionnement de ces équipements en fonction de la démarche retenue.

En alternative à l'approche française déterministe, on peut ainsi citer l'application des règles américaines pour l'analyse générique de la tenue en service des cuves (i.e. hors défaut détectés), qui utilise une méthode probabiliste avec valorisation de plusieurs effets physiques.

EDF est en veille active notamment sur les travaux menés par les exploitants américains dans le cadre du renouvellement de la licence d'exploitation de leurs réacteurs à 80 ans.

❖ Perspectives pour la justification de la tenue en service des cuves au-delà de 60 ans

Les actions de maîtrise du vieillissement et de surveillance de la cuve déjà en vigueur seront poursuivies au rythme des visites décennales.

En complément, la veille internationale et la R&D permettent d'identifier des actions complémentaires contribuant à améliorer la justification de la tenue en service des cuves. Ainsi :

- Les actions de réduction de la fluence (mise en place de grappes hafnium) seront étendues au palier N4, à l'occasion des troisièmes visites décennales.
- Concernant le volet contrôles en service des cuves, EDF étudie la faisabilité de faire évoluer les END en utilisant les meilleures techniques disponibles comme par exemple les examens par ultrasons multi-éléments. Si l'adaptation de ces techniques d'END aux contraintes industrielles de déploiement dans les cuves irradiées et de qualification réglementaire est réalisable, elles pourraient permettre d'améliorer les performances des procédés END mis en œuvre en visite décennale.
- Concernant le volet mécanique du dossier cuve, les progrès de la discipline rendent possible la mise en œuvre de nouvelles méthodes de justification, plus récentes et plus physiques que les méthodes mécaniques utilisées actuellement, qui datent de la conception initiale. En effet, compte tenu de l'amélioration des connaissances, des méthodes et critères s'appuyant sur des bases physiques et les pratiques internationales, prenant en compte en particulier les effets de géométrie et d'échelle entre les éprouvettes de laboratoire et les grandes structures, sont désormais disponibles.

En conséquence, dans le cadre du programme de travail relatif à la poursuite d'exploitation du parc au-delà de 60 ans, EDF étudie l'application de deux nouvelles méthodes afin de disposer à terme d'une justification plus physique de la tenue en service des cuves dans la durée. L'instruction des méthodes suivantes a été engagée avec l'ASNR :

¹¹ La bache PTR (Traitement et Refroidissement d'eau des Piscines) alimente l'injection de sécurité en cas d'accident avec perte de refroidissement primaire

¹² AIEA TECDOC 1627

- « Master Curve » : cette méthode permet, directement à partir de résultats d'essais, d'attribuer au matériau de la cuve une ténacité en fonction de la température plus représentative du comportement effectif du matériau vieilli.
- « Beremin » : cette méthode consiste à remplacer le critère actuel d'amorçage de la rupture par un critère plus physique basé sur l'état des contraintes en pointe de fissure.

Ces deux méthodes ont été soumises en 2024 à un panel d'experts internationaux qui ont confirmé la pertinence des actions engagées par EDF au regard de la pratique internationale dans ce domaine.

3.3.2 Puits de cuve

Le puits de cuve est un ouvrage en béton armé qui assure entre autres fonctions le supportage de la cuve. Le puits de cuve est un composant non remplaçable. Par ailleurs, toute réparation, si elle s'avérait nécessaire, aurait à considérer des conditions d'accessibilité difficiles et des contraintes radiologiques fortes.

❖ Mécanismes de vieillissement

Le puits de cuve est soumis à un flux neutronique atténué par la traversée de la cuve.

Les dommages dus à l'irradiation du béton du puits de cuve sont potentiels. Ils n'ont jamais été observés sur site ni en France, ni à l'international.

L'effet de l'irradiation sur le béton a été étudié en laboratoire. Les mécanismes de vieillissement résultent de phénomènes de gonflement interne au béton irradié, pouvant conduire à des dommages affectant les performances mécaniques du béton. Ces phénomènes ont été caractérisés expérimentalement mais sous des flux neutroniques beaucoup plus élevés que les flux réels. Ils apparaissent au-delà d'un certain niveau de fluence (phénomène à seuil) et s'atténuent dans l'épaisseur du béton.

❖ Démarche de justification de la capacité de supportage du puits de cuve

La fonction assignée au puits de cuve est de supporter la cuve. Il est donc nécessaire de s'assurer de sa tenue structurelle en considérant les effets du vieillissement du béton.

Jusqu'à 60 ans, la justification est portée par les études de dimensionnement à la conception du puits de cuve, en cohérence avec la pratique internationale, dans la mesure où l'endommagement du béton du puits de cuve n'est pas significatif sur cette durée.

Ainsi, le vieillissement du puits de cuve est un sujet traité spécifiquement pour la durée de fonctionnement au-delà d'une durée de 60 ans.

❖ Eclairage international

Des travaux très approfondis ont été réalisés aux Etats-Unis dans le cadre du Subsequent License Renewal (programme ayant permis de préparer le renouvellement de licence de certains réacteurs américains de 60 à 80 ans). Les études ont couvert l'acquisition de données sur les matériaux d'intérêt par voie expérimentale, le développement de modèles, le développement d'une méthodologie de calcul et son application à l'ensemble des types de puits de cuves du parc américain.

A date, la tenue structurelle du puits de cuve à 80 ans n'est pas remise en cause dans le cadre des Subsequent License Renewal aux Etats-Unis.

❖ Perspectives pour la justification de la capacité de supportage du puits de cuve au-delà de 60 ans

Sur la base du retour d'expérience de la pratique internationale (essentiellement américaine), EDF met en œuvre la démarche suivante pour confirmer la capacité de supportage du puits de cuve au-delà de 60 ans :

1. Evaluation de la fluence reçue au niveau du puits de cuve au-delà de 60 ans (fluence en surface et en profondeur du béton).
2. Etablissement des propriétés mécaniques du béton constitutif du puits de cuve pour les niveaux de fluence établis.
3. Vérification de la capacité du puits de cuve à supporter la cuve (calcul à l'échelle de la structure).

Cette démarche a été soumise en 2024 à un panel d'experts internationaux qui ont confirmé la pertinence des actions engagées par EDF au regard de la pratique internationale dans ce domaine.

3.3.3 Enceintes de confinement

Les enceintes de confinement sont des ouvrages réparables mais non remplaçables. Leur durée de fonctionnement est conditionnée par leur tenue mécanique structurelle et leur étanchéité.

Les enceintes sont de deux types pour les réacteurs français :

- Sur le palier 900 MWe, le bâtiment réacteur comporte une enceinte en béton précontraint, revêtue d'un liner métallique sur sa paroi interne. On parle d'Enceinte Simple Paroi (ESP).
- Sur les paliers 1300 et 1450 MWe, le bâtiment réacteur comprend deux enceintes en béton, l'enceinte interne en béton précontraint et l'enceinte externe, séparées par l'Espace Entre Enceintes. On parle d'Enceinte Double Paroi (EDP).

En ce qui concerne la tenue mécanique, l'enceinte doit résister à la montée en pression et température induite par un accident hypothétique.

En ce qui concerne l'étanchéité, des critères de taux de fuite sont à respecter.

- Pour les enceintes à simple paroi (palier 900 MWe), l'étanchéité est assurée par le liner métallique.
- Pour les enceintes à double paroi (paliers 1300 et 1450 MWe), un confinement statique est assuré par le béton de l'enceinte interne et les revêtements (peaux composites) qui y sont appliqués lorsque nécessaire. Il est complété par un confinement dynamique assuré par un système de collecte des fuites dans l'espace entre enceinte.

❖ Mécanismes de vieillissement

Les mécanismes de vieillissement associés aux enceintes sont les suivants :

- La corrosion des aciers passifs ou des câbles de précontrainte.
- La corrosion du liner, dans le cas des enceintes à simple paroi.
- Le séchage du béton, mécanisme modifiant sa perméabilité et son étanchéité. Le séchage du béton est également le principal moteur des phénomènes de retrait et fluage du béton.
- Le retrait du béton (perte dimensionnelle) qui est principalement dû à l'hydratation de la pâte de ciment puis au séchage.
- Le fluage du béton (perte dimensionnelle), qui intervient durant toute la durée de fonctionnement mais qui s'amortit dans le temps, et qui est gouverné par le chargement de précontrainte et le séchage.
- D'éventuelles pathologies de gonflement du béton (Réaction Alkali Granulats et Réaction Sulfatique Interne), qui ne sont pas strictement des phénomènes de vieillissement car elles ne sont pas systématiques, mais qui peuvent apparaître, au bout de plusieurs années (souvent 10 à 20 ans). Elles se développent avec une phase initiale latente peu active, puis ont une phase d'accélération potentiellement sur plusieurs décennies, avant de s'éteindre progressivement.

L'ensemble de ces mécanismes est pris en compte dans la démarche de surveillance et de justification des enceintes de confinement.

❖ Surveillance des enceintes

Surveillance en exploitation

L'enceinte des réacteurs est équipée de différents dispositifs de surveillance en exploitation :

- Le dispositif d'auscultation de l'enceinte (constitué d'extensomètres, de pendules, ...) surveille les déformations de l'enceinte, en exploitation et lors de l'épreuve enceinte. Ce dispositif rend compte des phénomènes de retrait et fluage, et permet de détecter précocement une éventuelle pathologie de gonflement.
- La surveillance du taux de fuite de l'enceinte en exploitation permet de s'assurer que ce taux ne dépasse pas les critères fixés par les Règles Générales d'Exploitation.

En complément de ces dispositifs de surveillance opérationnels en permanence, les enceintes font l'objet de programmes de maintenance préventive, pour s'assurer de la maîtrise de leur vieillissement.

Surveillance lors de l'Epreuve Enceinte

Les épreuves réalisées à chaque visite décennale consistent à gonfler l'enceinte à la pression qui serait rencontrée en situation accidentelle. Le taux de fuite et les déformations sont mesurés. L'analyse des déformations permet de confirmer le fonctionnement globalement élastique de la structure et la cohérence des déformations relevées avec celles de l'épreuve précédente.

❖ Démarche de justification du comportement mécanique et de l'étanchéité des enceintes

Comportement mécanique des enceintes

Le comportement mécanique des enceintes est vérifié par calcul, en complément de la surveillance en service. Le calcul s'appuie sur la projection dans le temps des mécanismes influents (phénomènes de retrait, fluage et/ou éventuelles pathologies de gonflement), ainsi que sur la prise en compte des différents chargements (fonctionnement normal, conditions en épreuve et en accident).

L'objectif est de s'assurer du maintien de la stabilité structurelle pour les différents chargements.

Etanchéité des enceintes

L'étanchéité des enceintes est vérifiée lors de l'épreuve enceinte. Le taux de fuite maximal acceptable est précisé dans les décrets d'autorisation de création des réacteurs :

- Pour les enceintes à simple paroi, le critère de taux de fuite est de 0,3% par jour de la masse de gaz contenue dans l'enceinte aux conditions de l'accident de référence.
- Pour les enceintes à double paroi, ce critère est porté par l'enceinte interne, il est fixé à 1,5% par jour.

En amont de l'épreuve enceinte, des travaux peuvent être réalisés : réparation du liner pour les enceintes simple paroi et pose de peaux composites pour les enceintes double paroi.

❖ Eclairage international et R&D

En support aux activités d'exploitation et d'ingénierie sur les enceintes du parc, EDF mène une veille internationale pour acquérir des connaissances sur les phénomènes de vieillissement, les retours d'expérience d'exploitation et les moyens mis en œuvre pour prévenir ou traiter les désordres.

EDF met également en œuvre un programme de R&D. En particulier, la maquette VERCORS¹³ permet d'anticiper par expérience le vieillissement du béton, d'alimenter et de valider les modèles, d'étudier les mécanismes de fuite et de tester diverses technologies : outils de mesures, procédés d'évaluation non destructive et solutions de mitigation de fuite.

¹³ La maquette « VERCORS » (VERification Réaliste du CONfinement des RéacteurS) représentative d'une enceinte à double paroi à l'échelle 1/3 permet de simuler un vieillissement accéléré du béton

❖ Perspectives pour aller au-delà de 60 ans

Pathologies du béton

EDF met en œuvre un programme de travail consistant à mieux comprendre et modéliser les réactions, à prévoir leurs effets sur l'ouvrage, et à se maintenir au meilleur état de l'art international.

Contrôles non destructifs

Les contrôles non destructifs sont un moyen d'avoir accès à des informations sur le comportement de l'ouvrage là où celui-ci n'est pas instrumenté, ou lorsque l'instrumentation n'est pas pertinente au regard du phénomène recherché.

Les principaux développements mis en œuvre concernent la détection et la caractérisation des fissures dans l'épaisseur du béton, ainsi que la détection et la caractérisation d'une éventuelle corrosion pour les armatures enrobées et pour le liner, à partir de technologies innovantes.

Enfin, des travaux de R&D sont menés sur la détection de zones particulières comme les nids de cailloux ou les délaminations.

Comportement mécanique

Le comportement mécanique continuera d'être évalué en exploitation par la surveillance en service. L'extrapolation des déformations différées mesurées par le dispositif d'auscultation permet d'ores et déjà de constater que les déformations supplémentaires au-delà de 60 ans restent très limitées du fait de leur amortissement, ce qui donne un bon niveau de confiance sur le comportement mécanique à long terme.

Afin de s'en assurer quantitativement, des modélisations numériques sont réalisées. Les calculs intègrent les dernières évolutions des lois de comportement des matériaux, y compris en cas de pathologie, ainsi que l'évolution des capacités informatiques. Ces évolutions permettent des maillages plus fins et ainsi une prise en compte des détails de géométrie qui n'étaient pas accessibles auparavant pour un calcul de structure.

Étanchéité

La vérification de l'étanchéité continuera d'être réalisée lors des épreuves périodiques.

- **Étanchéité des enceintes simple paroi**

Dans un but prédictif, un calcul d'intégrité du liner (qui assure l'étanchéité) en situation accidentelle sera mené en tenant compte des déformations du béton à l'état vieilli. Du fait de l'amortissement de l'évolution des déformations différées, un résultat favorable des calculs est attendu.

- **Étanchéité des enceintes double paroi**

La stratégie d'EDF consiste à anticiper l'évolution de la perméabilité du béton et à la compenser par application de peaux composites sur l'enceinte interne. Cette stratégie se déploie à l'intrados et/ou à l'extrados de l'enceinte interne à divers degrés en fonction des situations rencontrées. Lorsque les peaux composites sont appliquées sur des surfaces étendues, elles permettent également de ralentir le séchage du béton, ce qui est favorable.

En parallèle, des études de R&D permettront de tester des solutions d'étanchéité améliorées ou nouvelles.

3.4 Composants difficilement remplaçables

3.4.1 Coudes E

Les coudes E sont situés sur les tuyauteries du Circuit Primaire Principal à l'entrée de la cuve, en extrémité de la branche froide. Ils sont en acier inoxydable austéno-ferritique, moulé. Du fait de leur position à proximité immédiate de la cuve, les coudes E sont difficilement remplaçables au regard de la complexité et de l'impact dosimétrique considérable associés, contrairement aux quatre autres coudes du Circuit Primaire Principal qui peuvent faire l'objet d'opérations de remplacement même si elles restent complexes et dimensionnantes. La justification de l'intégrité des coudes E présente donc un enjeu pour la durée de fonctionnement du réacteur.

❖ Contrôles réalisés sur les coudes E

Les coudes moulés font l'objet de Contrôles Non Destructifs (CND) très approfondis en fin de fabrication (contrôle visuel, contrôle par ressuage à 100%, contrôle radiographique à 100%), de manière à détecter la présence d'éventuels défauts de fonderie, inhérents au procédé de fabrication par moulage. Ces contrôles sont associés à des critères normalisés d'acceptation ou de réparation localisée. Les défauts de fonderie acceptés à l'issue de la fabrication sont de petits manques de matière de forme arrondie, moins nocifs que des défauts plans et non susceptibles d'évoluer en service.

Aucun nouveau défaut n'a été mis en évidence sur les coudes moulés selon le retour d'expérience des opérations de maintenance et de suivi en service mises en œuvre sur le parc.

❖ Mécanismes de vieillissement

Les coudes moulés en acier austéno-ferritique sont soumis en exploitation à la température du circuit primaire. Il en résulte un vieillissement thermique de l'acier des coudes moulés, qui se traduit par une évolution de la ténacité¹⁴.

Cette baisse de la ténacité va influencer sur la capacité d'un éventuel défaut à résister à une sollicitation sévère.

Pour répondre à cet enjeu relatif au vieillissement des coudes moulés et en complément des contrôles exposés ci-avant, une démarche de justification de la tenue en service des coudes E est mise en œuvre pour chaque palier en amont de chaque Visite Décennale (VD), afin de vérifier, à l'échéance de fonctionnement visée (à minima 10 ans après la VD), la résistance de l'acier des coudes E dans toutes les situations.

NB : tous les coudes E du parc ont été fabriqués par moulage sauf deux coudes forgés sur le palier N4 et 6 coudes élaborés par emboutissage sur le palier CP0-Bugey. Pour ces coudes, le matériau constitutif est un acier inoxydable austénitique, non sensible au vieillissement thermique.

❖ Démarche de justification de la tenue en service des coudes E

La démarche de justification consiste à mener des analyses mécaniques selon les étapes suivantes :

- Préviation des propriétés mécaniques de résistance à la déchirure ductile à l'état vieilli, basée sur de nombreux essais réalisés en laboratoire sur des matériaux représentatifs et sur des essais réalisés sur des coudes déposés ou sur de la matière prélevée sur des coudes en service. Les paramètres qui interviennent en premier lieu dans le vieillissement de ces produits sont la température, le temps de maintien en exploitation et la composition chimique des aciers.

¹⁴ Résistance à l'étirement ou à la traction d'un matériau

- Identification des défauts à étudier : on postule la présence d'un défaut plan hypothétique de manière pénalisante au regard des critères d'acceptabilité des coudes en fin de fabrication.
- Identification des différentes plages de fonctionnement (normale et perturbée, incidentelle, accidentelle).
- Vérification des critères de tenue mécanique des coudes.

La démarche est conservatrice par construction du fait du cumul d'hypothèses enveloppes à chaque étape.

Le dossier de justification de la tenue en service des coudes E est mis à jour pour chaque palier à chaque réexamen périodique.

❖ Actions entreprises afin de maîtriser le vieillissement des coudes E

Dans le cadre de la poursuite d'exploitation du parc nucléaire, EDF poursuit les actions déjà engagées et en développe de nouvelles, pour garantir l'intégrité des coudes E :

- Programme de caractérisation des effets du vieillissement sur les propriétés des matériaux.
- Programme de suivi en service des produits moulés austéno-ferritiques du Circuit Primaire Principal comportant des analyses chimiques et mécaniques sur de la matière prélevée et la réalisation de tirs radiographiques sur certains coudes.

Enfin, EDF mène des activités de veille internationale et de R&D dont les enseignements conduisent à ouvrir de nouvelles perspectives.

❖ Eclairage international

Plusieurs pays exploitent également dans leurs réacteurs des composants moulés sensibles au vieillissement thermique.

Une enquête a été menée par EDF en 2020 auprès d'exploitants et fabricants d'autres pays (Belgique, Suède, Royaume-Uni, Etats-Unis, Japon, Suisse et Espagne). Cette enquête portait sur les méthodes de justification des coudes moulés du circuit primaire principal du fait de leur vieillissement thermique.

Les pays questionnés considèrent que sur la base des contrôles de fabrication qui ont permis d'éliminer les défauts de fonderie non acceptables¹⁵, il n'est pas nécessaire d'engager des études de justification mécanique pour les défauts tolérés sur les composants installés, comme cela est fait en France.

Ainsi, les coudes moulés ne constituent pas un enjeu pour la durée de fonctionnement à l'international et le benchmark confirme que la démarche française consistant à modéliser les défauts de fonderie par des défauts plans dans les calculs est particulièrement pénalisante.

❖ Perspectives pour la justification de la tenue en service des coudes E au-delà de 60 ans

Les actions de maîtrise du vieillissement déjà en vigueur seront poursuivies au rythme des visites décennales.

En complément, la veille internationale et la R&D ont identifié les actions suivantes contribuant à améliorer la justification de la tenue en service des coudes E :

- Réalisation d'examens in situ : le développement d'un examen non destructif des coudes E a été lancé, afin de confirmer l'absence de défauts de dimension supérieure à la taille du défaut permettant la justification mécanique sur l'intégralité de la paroi interne des coudes E.

¹⁵ Selon les mêmes critères d'acceptabilité qu'en France (ASTM E186)

- Développement de nouvelles méthodes de justification, plus physiques, compte tenu de l'amélioration des connaissances.

Dans le cadre du programme de travail relatif à la poursuite d'exploitation du parc au-delà de 60 ans, EDF étudie l'application de deux nouvelles méthodes, afin de disposer à terme d'une justification plus physique de la tenue en service des coudes E. L'instruction des deux méthodes suivantes a ainsi été engagée avec l'ASNR :

- Comportement des défauts de fonderie (méthode dite « $J_{0,2-DF}$ ») : cette méthode définit un critère d'amorçage de la rupture tenant compte de la morphologie réelle peu nocive des défauts de fonderie. Le critère proposé est plus réaliste que le critère en vigueur qui assimile ces défauts à des défauts plans pénalisants.
- Critère « Gfr » : cette méthode permet de prévoir le risque d'instabilité de la déchirure du matériau plus finement que la méthode en vigueur.

Ces deux méthodes ont été soumises en 2024 à un panel d'experts internationaux qui ont confirmé la pertinence des actions engagées par EDF dans ce domaine.

Par ailleurs, EDF développe des solutions de réparation des coudes E par élimination du défaut pour le cas où des défauts nécessitant une réparation seraient identifiés.

Des études de faisabilité ont également été engagées pour évaluer la possibilité de remplacer un coude E : si ces études validaient la viabilité d'une telle opération, celle-ci ne serait pas la voie privilégiée par EDF au regard de la complexité et de l'impact dosimétrique considérable associés.

3.4.2 Internes de cuve

Les internes de cuve comprennent tous les équipements intérieurs à la cuve du réacteur nécessaires pour assurer la maîtrise de la réactivité, l'évacuation de la puissance résiduelle et le confinement des substances radioactives.

Les internes de cuve sont composés d'un ensemble d'équipements métalliques qui sont remplaçables, par partie ou globalement, moyennant des opérations industrielles qui peuvent être complexes selon les situations considérées. A titre d'exemple, les guides de grappes font l'objet de remplacements sur l'ensemble des paliers.

Le caractère difficilement remplaçable concerne le remplacement complet des équipements. Les besoins de maintenance actuels et sur le long terme font appel à des remplacements par parties, conditionnés par les résultats des examens non destructifs et à l'analyse du retour d'expérience.

❖ Mécanismes de vieillissement

Les internes de cuve sont soumis à un flux neutronique et à des chargements thermo-hydrauliques qui peuvent générer des mécanismes de vieillissement tels que :

- La corrosion sous contrainte (CSC), assistée ou non par l'irradiation. Elle résulte de l'effet simultané de chargements mécaniques, de la température et de la chimie de l'eau, avec ou sans effet de l'irradiation. Le mécanisme peut affecter les broches de guide de grappe d'ancienne génération et les agrafes de conduits de thermocouples ainsi que les vis de cloisonnement de cœur. Bien que connu de longue date, ce mécanisme de vieillissement fait toujours l'objet de programmes de recherche à l'échelle internationale visant à progresser dans la compréhension et la prévision des phénomènes.
- L'usure qui affecte plusieurs composants : les organes de guidages inférieurs et supérieurs ainsi que les manchettes thermiques et les guides de grappes. Ce mécanisme de vieillissement résulte d'une interaction mécanique entre surfaces du fait du mouvement relatif des internes concernés sous l'effet des chargements thermo-hydrauliques auxquels ils sont soumis.

- A long terme, les équipements internes les plus soumis à l'irradiation (cloisonnement) sont également susceptibles d'être exposés à un phénomène de gonflement. Ce mécanisme est susceptible d'apparaître si le niveau d'irradiation est très élevé. Il n'a jamais été observé en France ni dans aucun réacteur de conception Westinghouse dont sont issus les réacteurs français. En revanche, il est suspecté sur des pièces épaisses équipant des réacteurs de conception russe (VVER) fonctionnant dans des conditions de flux et de température différentes.

❖ Démarche de justification

La corrosion sous contrainte, assistée ou non par l'irradiation d'une part et l'usure des internes (manchettes thermiques, guides de grappe) d'autre part sont donc deux mécanismes de vieillissement bien identifiés et suivis dans le temps. Leurs conséquences sur l'installation sont maîtrisées grâce à une maintenance adaptée qui s'appuie sur des contrôles périodiques et le remplacement des pièces lorsque c'est nécessaire.

Concernant l'usure des organes de guidage, le remplacement des pièces de guidage est considéré comme difficile. Toutefois, un procédé industriel a été développé sur le palier 900 MWe, sans besoin de mise en œuvre, et les dispositions de maintenance permettent l'inspection en service de l'état des surfaces stellitées.

Le phénomène de gonflement a quant à lui fait l'objet du programme expérimental international GONDOLÉ initié en 2005, associant EDF, Framatome, l'EPRI et le CEA dans les laboratoires duquel ont été réalisés les travaux (irradiation dans le réacteur Osiris et analyse des matériaux irradiés en laboratoire chaud).

❖ Etat des lieux

La corrosion sous contrainte, assistée ou non par l'irradiation, ainsi que l'usure des internes ne sont pas jugées dimensionnantes vis-à-vis de la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans des réacteurs en raison de la maintenance dont font l'objet les équipements.

Les organes de guidage des internes de cuve font l'objet d'une surveillance par examen télévisuel. À la suite de la découverte de modifications de l'état de surface des faces de guidage radial, des examens télévisuels avec des prises de vue améliorées ont été mis en œuvre à partir des VD3 pour les réacteurs des paliers 900 et 1300 MWe.

Un procédé de mesure dimensionnelle des usures des organes de guidage ayant été développé sur le palier 900 MWe, il a été mis en œuvre sur un réacteur du palier 900 MWe lors de la VD3 en 2018 puis sur le réacteur n° 1 de Fessenheim fin 2020 lors de la mise à l'arrêt définitif du réacteur après 40 ans d'exploitation. Les jeux mesurés ont montré qu'un maintien en l'état des organes de guidage est compatible avec une poursuite de l'exploitation moyennant la mise en œuvre des mesures d'accompagnement suivantes :

- La réalisation d'études d'impact en situation accidentelle de jeux induits par l'usure.
- La programmation de mesures dimensionnelles sur certains réacteurs sélectionnés pour couvrir les résultats des examens télévisuels complets réalisés sur l'ensemble des organes de guidage des réacteurs du parc.

Le programme GONDOLÉ a confirmé l'absence de gonflement mesurable pour l'ensemble des matériaux analysés. En conséquence, il n'est pas attendu de gonflement sous irradiation sur les internes de cuve du parc français jusqu'à une durée de fonctionnement de 60 ans au moins.

❖ Eclairage international

Le remplacement complet des internes de cuve a déjà été réalisé à l'international en particulier au Japon, dans un contexte spécifique lié à des augmentations de puissance ou à des réévaluations d'hypothèses sismiques. Le plus récent a été réalisé à Mihama 3 (KEPCO). Il s'agit du premier remplacement complet d'internes de cuve sur un réacteur avec trois boucles (REP 900 MWe).

Aux Etats-Unis, dans les analyses menées dans le cadre du Subsequent License Renewal, programme destiné à permettre le renouvellement de licence d'exploitation des réacteurs aux Etats-Unis de 60 à 80 ans, les internes de cuve ne sont pas considérés comme des équipements limitant la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans. En particulier, des études complémentaires au programme GONDOLE ont été réalisées par l'EPRI. Elles ont conduit à déprioriser le phénomène de gonflement des internes, y compris dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs à 80 ans. Pour autant, les travaux de R&D en cours à EDF sur la modélisation physique du phénomène de gonflement ont été soumis en 2024 à un panel d'experts internationaux qui ont confirmé la pertinence des actions engagées par EDF au regard de la pratique internationale dans ce domaine.

❖ Perspectives pour la justification des internes de cuve au-delà de 60 ans

L'approche proposée par EDF afin de justifier le bon comportement dans la durée des internes de cuve du parc français s'appuie essentiellement sur la poursuite des actions de maîtrise du vieillissement déjà en vigueur :

- Le processus d'analyse du vieillissement (FAV, DAPE).
- La poursuite des examens non destructifs et des remplacements lorsque cela est nécessaire afin de s'assurer que l'état des internes de cuve est conforme au requis à tout moment.

L'analyse du retour d'expérience des réacteurs sera poursuivie ainsi que la participation à des projets internationaux d'acquisition de données matériau à des niveaux d'irradiation élevés pour anticiper l'apparition de mécanismes de vieillissement au-delà de 60 ans d'exploitation.

Les actions de R&D de compréhension des modes d'endommagement affectant (y compris potentiellement) les internes de cuve afin de renforcer la robustesse des stratégies de maintenance seront également poursuivies. Cela concerne les phénomènes avérés de fissuration par corrosion sous contrainte, avec ou sans effet de l'irradiation et les phénomènes d'usure ainsi que le phénomène potentiel de gonflement sous l'effet de l'irradiation.

3.4.3 Câbles électriques

Dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà d'une durée de 60 ans, les câbles électriques constituent en raison de leur nombre important un matériel à enjeu. On estime sur le Parc français à 14 500 le nombre de câbles haute tension (HTA) et à plus de 1 350 000 le nombre de câbles basse tension (BT). Un remplacement massif des câbles électriques est ainsi difficilement envisageable.

❖ Mécanismes de vieillissement

Le phénomène redouté pour les câbles électriques est une perte de fonctionnalité liée au vieillissement des isolants et des gaines en matériaux polymères les constituant, sous l'effet de la température, de l'irradiation, voire de l'humidité, vieillissement qui se traduit par une évolution des caractéristiques électriques des câbles et physico-chimiques des gaines.

❖ Eclairage international

La maîtrise du vieillissement des câbles électriques est une préoccupation internationale qui a fait l'objet de nombreuses études particulièrement aux Etats-Unis. Les matériaux polymères étudiés sont pour partie de nature comparable à celle des câbles du parc français. Même s'il existe toutes sortes de formulations pour ces matériaux, l'ensemble des travaux réalisés (sur différentes formulations) ne met pas en évidence de problématique générique relative au vieillissement de ces matériaux en vue d'une exploitation au-delà de 60 ans.

Le retour d'expérience international corrobore le retour d'expérience d'EDF sur le parc français et montre que la majorité des dysfonctionnements de câbles en exploitation est liée à des conditions d'ambiance humide. Il n'a pas été identifié de phénomène de vieillissement générique qui pourrait nécessiter des remplacements massifs.

Les exploitants établissent des programmes de maîtrise du vieillissement des câbles, basés sur l'établissement de bases de données et de programmes spécifiques de suivi et de diagnostic.

Afin de faciliter la mise en place d'un suivi du vieillissement des câbles électriques, l'EPRI a publié plusieurs guides sur la maîtrise du vieillissement des câbles. EDF décline ces pratiques visant à renforcer la surveillance des câbles en exploitation et à améliorer le diagnostic de leur état.

EDF a mis en place un programme d'expertise de câbles prélevés sur site. Cette méthodologie a été reconnue comme une bonne pratique à l'issue du premier « Topical Peer Review » sur la thématique de la gestion du vieillissement des câbles organisé par le groupement des autorités de sûreté nucléaire européennes (WENRA) en 2017.

❖ Perspectives pour la justification des câbles au-delà de 60 ans

La démarche de justification de l'aptitude des câbles à maintenir leur fonctionnalité au-delà de 60 ans repose sur les trois axes suivants :

- **Des études R&D visant à obtenir des estimations prédictives de la durée de fonctionnement des câbles**

Les travaux de R&D visent à développer une approche dite multi-échelle basée sur la compréhension approfondie des mécanismes de dégradation affectant les polymères. L'objectif est de modéliser ces mécanismes à différentes échelles (de l'échelle moléculaire à l'échelle macroscopique), d'établir des liens entre les propriétés chimiques, mécaniques et électriques et in fine de prédire leur évolution dans le temps. Les modèles sont construits sur des bases expérimentales.

L'approche multi-échelle a également pour objectif le développement de méthodes de Contrôle Non Destructif (CND) afin d'améliorer le suivi en exploitation des câbles.

- **Un programme d'expertises de câbles prélevés sur site visant à s'assurer du bon comportement des câbles dans le temps**

Ce programme établi sur plusieurs années couvre l'ensemble des gammes de câbles HTA et BT installées (fabricant, polymère). Les prélèvements et les expertises réalisés à ce jour ont permis d'améliorer la compréhension des mécanismes de vieillissement affectant les câbles, d'asseoir la validité de l'approche multi-échelle et de montrer la fonctionnalité des câbles jusqu'à 60 ans d'exploitation. Certains câbles prélevés ont été exploités pendant plus de 35 ans, ce qui permet de disposer d'une connaissance solide des phénomènes de vieillissement des différents polymères. Le critère d'aptitude au service est l'allongement à rupture, dont la valeur à l'état vieilli doit rester supérieure à 50 % en valeur absolue (critère utilisé à l'international).

- **Un suivi renforcé des câbles en exploitation conforme aux recommandations internationales déclinées via des programmes de maintenance** Ce suivi inclut la détection de conditions d'exploitation particulièrement contraignantes qui pourraient remettre en cause le bon comportement des câbles sur le long terme. Pour les câbles HTA, des contrôles par échantillonnage de l'état des câbles HTA avec des mesures de « tangente delta » et « décharges partielles » sont prescrits, ces deux techniques faisant consensus au niveau international. Pour les câbles BT, aucune technique de CND pertinente utilisable sur site n'existant à ce jour, le suivi s'appuie essentiellement sur des contrôles visuels.

3.5 Composants remplaçables

3.5.1 Traitement de l'obsolescence

Le traitement de l'obsolescence des équipements et des pièces de rechange sur les CNPE s'appuie sur différentes dispositions, telles que la veille technologique, la récupération des équipements déposés, le remplacement des équipements obsolètes par des équipements neufs interchangeables, le suivi rapproché des fournisseurs sensibles et la vision prospective par grand domaine matériel.

Pour assurer de manière pérenne le maintien en conditions opérationnelles (MCO) des installations, EDF tient compte, à travers notamment des contrats MCO long terme pour certains domaines, de la pérennité :

- De la fabrication des pièces de rechange.
- Des compétences d'intervention et de spécialistes.
- Des compétences d'ingénierie de conception.

Le traitement de l'obsolescence des équipements et pièces de rechange est intégré dans les processus de la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF. Ainsi, l'obsolescence des équipements et les éventuelles alertes émises par les différents acteurs sont suivies au niveau national.

La priorisation des traitements d'obsolescence est notamment basée sur le gréement des stocks (locaux et nationaux) de pièces de rechange d'exploitation et de sécurité.

Cette démarche pérenne permet à EDF d'adapter ses moyens de manière durable et de prendre les dispositions nécessaires au traitement de l'obsolescence.

3.5.2 Maintien de la qualification

La qualification des matériels et son maintien dans la durée constituent un élément essentiel de la démonstration de sûreté des installations nucléaires. Elle garantit tout au long de l'exploitation du réacteur, le bon fonctionnement, en conditions normales d'exploitation et en cas d'accident, des matériels nécessaires pour rejoindre un état sûr. La qualification aux conditions accidentelles permet en effet de garantir que les matériels ou équipements sont aptes à remplir leurs fonctions sous les sollicitations auxquelles ils sont supposés être soumis.

Les Matériels Qualifiés aux Conditions Accidentelles (MQCA) ayant été qualifiés initialement sur la base d'une durée de fonctionnement de 40 ans, une démarche spécifique de qualification progressive est mise en œuvre par EDF pour étendre leur durée de qualification. Cette dernière est en conformité avec la norme internationale IEC/IEEE60780-323.

Le programme industriel d'EDF pour poursuivre le fonctionnement des réacteurs consiste à démontrer le maintien de qualification de ces équipements ou à procéder, soit à leur remplacement, soit à leur rénovation le cas échéant.

Ainsi, un programme de qualification progressive est établi en s'appuyant sur une ou plusieurs des méthodes suivantes :

- Analyse des conditions de la qualification initiale pour identifier et lever les éventuels sur-conservatismes.
- Comparaison des sollicitations et des conditions d'ambiance (température et irradiation) réellement subies par le composant en exploitation avec celles retenues à l'étape de qualification initiale.
- Suivi des paramètres représentatifs de l'état de l'équipement ou de son fonctionnement en exploitation dans le cadre des essais périodiques, des contrôles ou des expertises. Ces

paramètres peuvent permettre de détecter une évolution qui serait préjudiciable à l'accomplissement de sa mission.

- Réduction des effets des conditions d'ambiance sur l'équipement (ex. climatisation d'un local afin de diminuer la température d'ambiance moyenne du local, protection d'un équipement contre l'irradiation par un écran).
- Extension de qualification de l'équipement, en le soumettant à une séquence de qualification par essai basée sur une hypothèse de durée de fonctionnement allongée par rapport à la qualification initiale.
- Remplacement ou rénovation, à titre de mesure préventive, de l'équipement dans son intégralité ou partiellement, à l'identique ou par des composants moins sensibles au vieillissement.

Cette stratégie déjà mise en œuvre dans le cadre des 4^{èmes} Réexamens Périodiques est en cours de déploiement pour le 5^{ème} Réexamen Périodique du palier 900 MWe et sera reconduite lors des prochains réexamens périodiques.

4 Maîtrise de la conformité

Les CNPE disposent d'une organisation permettant de garantir le maintien de la conformité des installations au référentiel des exigences qui leur sont applicables, tout au long de leur exploitation. De ce fait, EDF s'engage en tant qu'exploitant responsable à garantir en permanence la conformité de ces installations, y compris dans le cadre de la poursuite du fonctionnement au-delà des 6^{èmes} Visites Décennales.

La maîtrise par l'exploitant de la conformité des installations repose sur différentes démarches, cohérentes et complémentaires, s'appuyant d'une part sur les dispositions mises en œuvre tout au long de l'exploitation d'un réacteur (règles générales d'exploitation, programmes de maintenance,...) et d'autre part, sur des dispositions supplémentaires mises en œuvre à l'occasion des visites décennales, telles que l'Examen de Conformité des Tranches (ECOT) ou le Programme d'Inspections Complémentaires (PIC).

Ces dispositions sont complétées par la mise en œuvre, sur chaque CNPE, d'un processus de gestion des écarts, qui permet, en cas de détection d'une anomalie, d'analyser ses enjeux vis-à-vis des intérêts protégés et de définir les actions qui en découlent.

Conformément à la prescription [CONF-A] de la décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021 relative aux conclusions génériques du 4^{ème} RP 900, dans le cadre de la préparation et de la réalisation de chaque 4^{ème} Visite Décennale d'un réacteur, chaque CNPE met en place une organisation renforcée visant à résorber avant la divergence suivant la Visite Décennale, hors difficultés particulières, les écarts ayant un impact sur la sûreté.

L'ensemble des démarches citées ci-avant contribue ainsi à assurer le maintien dans le temps de la conformité des installations de l'ensemble des CNPE.

Les CNPE ayant déjà passé les 4^{èmes} Visites Décennales, ont réalisé conformément au programme prévu, les contrôles in situ et en ont tiré les enseignements en termes de résorption des écarts en tant que de besoin.

EDF engage une démarche générale sur le parc de renforcement de la maîtrise de la conformité. Cette démarche vise à mettre en place des programmes pluriannuels de contrôles sur cette thématique afin de garantir la maîtrise de la conformité dans la durée. En complément, EDF s'inspire des meilleures pratiques industrielles permettant notamment l'introduction des méthodes d'échantillonnage normalisées pour les équipements foisonnants, au regard de la standardisation poussée des matériels sur le parc nucléaire français.

Ainsi, le 5^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe marquera une étape importante dans cette dynamique générale de renforcement de la maîtrise de conformité, dynamique qui sera maintenue lors des réexamens périodiques suivants.

5 Adaptation au changement climatique

L'enjeu de l'adaptation au changement climatique est la sécurisation de la production d'une électricité bas carbone en toute sûreté et dans le respect des écosystèmes terrestres et aquatiques et sans incidence sur la santé humaine.

Depuis 1990, EDF mène des études sur le changement climatique et a identifié dans ce cadre des réacteurs étrangers faisant face à des conditions climatiques proches de celles que la France rencontrera à horizon 2050 et au-delà. Ces réacteurs sont pleinement fonctionnels et sont conçus vis-à-vis de ce type de conditions, via des dispositifs industriels ou des organisations particulières.

Dans ce cadre, EDF étudie depuis plusieurs années une vingtaine de sites nucléaires représentatifs d'enjeux climatiques sévères. On peut citer par exemple :

- Palo Verde : centrale nucléaire composée de 3 réacteurs de 1300 MWe située en Arizona (Etats-Unis). Ce site présente des caractéristiques de température caniculaire de l'air allant jusqu'à 50 °C et de rareté extrême de l'eau.
- Barakah : centrale nucléaire composée de 4 réacteurs de 1400 MWe en fonctionnement, située aux Emirats Arabes Unis. Ce site fait face à des conditions sévères en termes de canicule (avec des températures de l'air pouvant aller jusqu'à 50 °C).
- Taishan : centrale nucléaire composée de 2 réacteurs de 1660 MWe située en Chine. Ce site présente des caractéristiques particulièrement contraignantes en termes de température d'eau (supérieure à 33°C).
- Almaraz : centrale nucléaire composée de 2 réacteurs de 900 MWe, de technologie Westinghouse analogue à celle d'EDF, refroidie en circuit fermé, située dans le centre de l'Espagne et également exposée à des températures caniculaires.

La résilience de ces installations témoigne de la disponibilité de solutions techniques permettant de faire face à des conditions hydro-climatiques sévères.

L'adaptation des installations aux effets du changement climatique est déjà engagée depuis longtemps sur le parc nucléaire d'EDF, notamment depuis la canicule de l'été 2003. Elle repose sur le haut niveau de résistance des installations acquis lors des 4^{èmes} visites décennales et sur la capacité d'anticipation des évolutions à venir (intégré lors des 5^{èmes} visites décennales notamment) issue de l'expertise scientifique et technique d'EDF, reconnue au niveau international (AIEA, OCDE, ...). Elle concerne les domaines de la sûreté nucléaire, de l'environnement et de la production électrique.

EDF a accéléré sa démarche globale de prise en compte des enjeux du changement climatique et a développé une approche systémique du sujet pour le parc nucléaire existant notamment à travers le projet ADAPT.

Les effets du changement climatique sont intégrés dans la démonstration de sûreté nucléaire, au travers des études relatives aux agressions externes d'origine naturelle concernées (cf. paragraphe 5.1).

Dans le domaine de l'environnement, EDF prend notamment en compte les effets du changement climatique sur les prélèvements et les rejets des installations en fonctionnement normal (cf. paragraphe 5.2).

Par ailleurs, l'impact sur l'écosystème de la poursuite du fonctionnement des réacteurs existants combinée à la future exploitation de nouveaux réacteurs EPR2 est pris en compte par EDF dans les dossiers de demande d'autorisation de création des réacteurs EPR2 (cf. paragraphe 5.2.3).

5.1 Prise en compte des effets du changement climatique vis-à-vis de la sûreté nucléaire

5.1.1 Démarche

La conception des réacteurs nucléaires exploités par EDF intègre depuis l'origine la protection vis-à-vis des agressions externes plausibles.

La capacité des installations à faire face à des conditions hydrométéorologiques est vérifiée dans le cadre des études d'agressions externes d'origine naturelle ; elle repose sur une évaluation conservatrice de ces conditions et sur la prise en compte de marges à la conception des protections spécifiques permettant de faire face aux risques identifiés.

La prise en compte du changement climatique a débuté dès le début des années 1990 par de la veille scientifique et s'est notamment renforcée à la suite de l'épisode caniculaire de l'été 2003 par le déploiement de nouveaux référentiels et la mise en œuvre de dispositions de protection supplémentaires. EDF a en effet mis en œuvre sur son parc nucléaire un plan d'actions « Canicule et Sécheresse ». Ce plan d'actions a conduit à définir un référentiel « grands chauds » tenant compte de niveaux d'aléa projetés à un horizon de 30 ans ainsi qu'à déployer des dispositions matérielles et organisationnelles d'ampleur visant à améliorer la résistance des réacteurs aux grands chauds. Ces dispositions se sont avérées particulièrement robustes lors des épisodes caniculaires et secs rencontrés par la suite.

La prise en compte du changement climatique se poursuit avec la double approche alliant réexamens périodiques et veille climatique qui confère un bon niveau de robustesse du parc nucléaire en fonctionnement vis-à-vis des effets prévisibles du changement climatique et permet d'anticiper d'éventuels besoins d'adaptation.

❖ Les réexamens périodiques

Les études d'agressions externes d'origine naturelle sont réévaluées tous les 10 ans à l'occasion des réexamens périodiques, cadre dans lequel le niveau de sûreté des installations est réexaminé en tenant compte du retour d'expérience national et international, de l'évolution des connaissances et des meilleures pratiques disponibles.

Les niveaux d'aléa retenus, définis sur la base d'un niveau de retour ou de textes normatifs, présentent des marges significatives destinées à couvrir des événements exceptionnels.

Les études réalisées dans le cadre des réexamens en cours sur le parc existant et les dispositions en résultant répondent aux meilleurs standards internationaux en matière de résistance aux agressions d'origine naturelle de tous types, avec des règles d'études de plus en plus sévères (ex. introduction de l'aggravant au titre des niveaux de référence WENRA) et en tenant compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima-Daiichi. En particulier, pour les agressions externes d'origine naturelle, la résistance des installations à des niveaux d'aléas de période de retour de l'ordre de 10 000 ans est vérifiée. Par ailleurs, à compter du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe, l'analyse d'absence d'effet falaise pour des agressions d'origine naturelle dont la probabilité d'occurrence serait encore plus faible contribue à apporter un éclairage sur la réponse des installations du parc à des scénarios d'agression d'origine naturelle significativement plus sévères.

Cette dynamique sera poursuivie et renforcée dans le cadre du 5^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe qui place le changement climatique comme l'un de ses thèmes centraux.

❖ La veille climatique

EDF met en œuvre une démarche de veille climatique qui se compose de 3 volets :

- **La Veille Scientifique**

Il s'agit d'une veille méthodologique qui a pour objectifs, d'une part d'identifier les aléas sensibles au changement climatique et, d'autre part, d'analyser l'état de l'art en matière de modèles et de méthodes utilisées pour en quantifier les effets.

Elle constitue une donnée d'entrée de la phase générique des réexamens périodiques et permet de disposer d'un état des connaissances actualisé et basé sur un consensus scientifique solide qui soit utilisable pour effectuer des projections et définir des provisions à prendre en compte pour l'établissement des référentiels liés aux agressions en entrée de réexamen périodique.

Elle est réalisée à un pas de temps cohérent avec la diffusion des rapports du GIEC et la mise à disposition des nouvelles projections dans le cadre du Projet d'Inter Comparaison de Modèles Couplés (CMIP).

La veille scientifique est menée en partenariat avec la communauté scientifique portant sur le suivi de l'évolution des connaissances internationales sur le changement climatique et l'évaluation de ses effets. EDF a développé en interne une grande expertise depuis le début des années 1990 et dispose notamment d'un service « Climatique » au sein de la R&D d'EDF depuis 2014. Les équipes R&D d'EDF et de l'ingénierie ont développé des savoir-faire reconnus par la communauté scientifique donnant lieu à de nombreuses collaborations et publications. C'est ainsi que les experts d'EDF sont investis dans la relecture des rapports du GIEC.

- **La Veille Climatique Quinquennale (VCQ)**

Elle a pour objectifs, tous les 5 ans, pour l'ensemble des CNPE et pour les aléas identifiés sensibles au changement climatique pour lesquels une projection est possible, de vérifier la pertinence des niveaux d'aléas retenus dans les référentiels au regard des données complémentaires collectées pendant ces 5 ans et de détecter les éventuelles évolutions de tendance liées au changement climatique par rapport aux tendances prévues lors de la veille quinquennale précédente.

- **La surveillance des Événements Climatiques Majeurs (ECM)**

Cette surveillance a pour objectif, pour les aléas suivis à ce titre, de détecter un événement climatique exceptionnel qui nécessiterait une analyse approfondie sans attendre le prochain réexamen périodique.

❖ Les paramètres hydrométéorologiques d'intérêt et les méthodes de caractérisation des aléas associées

Les enseignements de la veille climatique conduisent, depuis le 4^{ème} Réexamen Périodique des réacteurs du palier de 900 MWe, à répartir les aléas d'origine naturelle en différentes familles en fonction de leur sensibilité au changement climatique et de l'état des connaissances associé :

- **Famille 1** : les aléas climatiques présentant une évolution avérée et des projections possibles sur les valeurs exceptionnelles. Ce sont à ce jour la canicule (températures chaudes, air et eau) et le niveau marin.

- **Famille 2** : Les aléas climatiques présentant une évolution avérée mais ne permettant pas des projections sur les valeurs exceptionnelles. Il s'agit à ce jour de la sécheresse (dont l'étiage, caractérisé par le niveau et le débit d'eau au niveau des centrales nucléaires) et des fortes pluies¹⁶ (signal émergeant détecté pour la zone méditerranéenne).
- **Famille 3** : Les aléas climatiques pour lesquels il y a absence de consensus sur l'évolution des valeurs exceptionnelles pour la France. Il s'agit à ce jour des régimes de tempêtes, de la foudre, de la grêle, des débits exceptionnels des fleuves, du vent et des tornades.
- **Famille 4** : les aléas dont l'évolution identifiée rend la situation actuelle conservatrice. Il s'agit à ce jour des températures froides (air et eau), du frasil et de la neige.

La répartition de ces aléas dans les différentes familles, ainsi que la liste initiale des aléas à prendre en compte, est réinterrogée avant chaque réexamen périodique sur la base des éléments issus de la veille scientifique et conduit donc à confirmer ou à faire évoluer cette répartition dans la phase d'orientation des réexamens périodiques.

Ce dispositif est robuste car il permet d'intégrer l'évolution des connaissances dans la démarche de protection des installations contre les agressions externes d'origine naturelle associées à un paramètre hydrométéorologique.

Les effets du changement climatique jusqu'au réexamen suivant sont pris en compte dans les études relatives aux agressions externes concernées par l'application de marges spécifiques, souvent issues de méthodes par extrapolation statistique qui prennent en compte la tendance actuelle du changement climatique et la projettent sur un horizon de 20 à 30 ans afin de couvrir la période allant jusqu'au réexamen périodique suivant a minima.

La poursuite de la double démarche itérative de réexamen périodique et de veille climatique sur l'ensemble de la durée de fonctionnement du parc permet de valoriser ce type de méthode de caractérisation des aléas à l'horizon 2050 et au-delà, avec un niveau de confiance satisfaisant.

5.1.2 Retour d'expérience de l'accident de Fukushima-Daiichi et démarche relative aux agressions externes d'origine naturelle très au-delà des référentiels

L'accident de Fukushima-Daiichi au Japon survenu le 11 mars 2011 a montré l'importance de vérifier la robustesse des installations nucléaires vis-à-vis d'agressions extrêmes.

Les agressions externes en lien avec des conditions hydrométéorologiques prises en compte pour la conception des dispositions prises à la suite de l'accident de Fukushima-Daiichi sont :

- L'inondation résultant :
 - Soit d'une montée du niveau de la source froide (niveau marin ou fleuve).
 - Soit d'un déversement direct d'eau sur la plateforme, dont les fortes pluies.
- Les phénomènes naturels pouvant être liés à l'inondation (vents extrêmes, foudre et grêle).
- La tornade.

Les équipements permettant de faire face à ces agressions extrêmes (appelés « Noyau Dur » par la suite) et les dispositions organisationnelles associées permettent d'assurer l'absence d'effet « falaise » vis-à-vis de ces agressions pour des niveaux d'aléas fixés significativement au-delà de ceux retenus au titre du dimensionnement des installations. Ils viennent compléter le programme d'améliorations de la robustesse des installations vis-à-vis des agressions

¹⁶ Dans le cas particulier des fortes pluies, le consensus scientifique progresse sur un potentiel effet sur le nombre d'épisodes de précipitations intenses au niveau global, mais n'est pas encore clairement acquis quant à un effet sur leur intensité et leur durée (paramètres déterminants pour la Situation de référence pour le Risque d'Inondation correspondante caractérisée par le Guide ASN n°13) quand on passe à la déclinaison à une échelle régionale. Le rapport DRIAS (<https://www.drias-climat.fr/document/rapport-DRIAS-2020-red3-2.pdf>) souligne en particulier les incertitudes associées à l'augmentation des extrêmes de pluie.

d'origine naturelle mis en œuvre dans le cadre des réexamens périodiques depuis l'accident de Fukushima-Daiichi.

En complément du déploiement des dispositions du « Noyau Dur » sur les CNPE, EDF a mis en œuvre la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) qui dispose des moyens pour pouvoir intervenir après une agression d'origine naturelle ou une combinaison d'agressions d'origine naturelle.

Ces moyens humains et matériels participent à la résilience de l'exploitant face à des phénomènes d'agressions d'origine naturelle. Ainsi, la FARN dispose de moyens de franchissement et de déblaiement (camions tout terrain, barges, engins, hélicoptères) pour accéder au site malgré des désordres causés par les événements climatiques postulés.

Les dispositions matérielles et organisationnelles mises en œuvre à la suite de l'accident de Fukushima-Daiichi (concourant à la gestion de situations potentiellement consécutives à une agression externe extrême conduisant à la perte totale de la source froide du site cumulée à la perte totale des alimentations électriques du site) apportent une robustesse supplémentaire vis-à-vis des phénomènes hydrométéorologiques extrêmes considérés.

5.1.3 Agressions externes d'origine naturelle d'intérêt vis-à-vis du changement climatique

Les agressions externes d'origine naturelle d'intérêt vis-à-vis du changement climatique correspondent à celles qui sont associées aux paramètres hydrométéorologiques des familles 1 et 2 présentées au paragraphe 5.1.1 ci-avant).

Les analyses en lien avec la prise en compte du changement climatique à l'horizon 2070 seront donc centrées sur ces paramètres.

Les autres paramètres sont associés à des enjeux moindres en termes d'adaptabilité au changement climatique :

- S'agissant de la famille 4, l'évolution identifiée rend la situation actuelle conservatrice.
- S'agissant de la famille 3 (régimes de tempêtes, de la foudre, de la grêle, des débits exceptionnels des fleuves, du vent et des tornades), au-delà de l'absence de consensus sur l'évolution des valeurs exceptionnelles pour la France, le risque d'atteinte d'une limite technologique nécessitant des développements importants paraît faible car, pour ces phénomènes, les mesures de protection relèvent du domaine industriel courant et sont souvent passives. Par ailleurs, le Noyau Dur apporte une robustesse supplémentaire vis-à-vis des phénomènes naturels concernés.

5.1.3.1 Températures élevées de l'air et de l'eau

Les températures élevées peuvent compromettre la capacité des équipements qui y sont sensibles à assurer leurs missions de sûreté.

Les risques liés aux températures élevées de l'air et de l'eau sont notamment analysés dans le cadre de l'agression « Canicule ».

Le programme d'amélioration d'ampleur mis en œuvre dans le cadre du déploiement du référentiel « Grands Chauds » à la suite de l'épisode caniculaire de l'été 2003 a conduit à significativement améliorer la robustesse des installations vis-à-vis des risques liés aux températures élevées. Ces améliorations portent notamment sur le conditionnement thermique de certains bâtiments contenant des équipements de sûreté (locaux électriques, bâtiment combustible, stations de pompage d'eau brute de sûreté, bâtiments des groupes diesels de secours) et ont par exemple consisté en l'augmentation des débits de ventilation et/ou de la capacité frigorifique, l'ajout de climatisations, le remplacement d'équipements électriques par des équipements dissipant moins de chaleur ou le remplacement de groupes de production d'eau glacée.

Cette robustesse est encore renforcée par les analyses réalisées dans le cadre des quatrièmes Visites Décennales des réacteurs des paliers de 900 et 1300 MWe et des troisièmes Visites Décennales des réacteurs du palier N4 ainsi que par les modifications en résultant :

- Définition de niveaux d'aléas de référence avec un horizon porté à 2049 ;
- Vérification de la robustesse des installations à un aléa décennal.

EDF considère que les conclusions de ces analyses permettent de couvrir l'horizon 2050 avec un bon niveau de confiance. Au-delà de cet horizon, les démarches itératives de réexamen périodique et de veille climatique avec une vision prospective sur une trentaine d'années permettront d'anticiper d'éventuels futurs besoins d'adaptation.

❖ Cas des températures élevées de l'air extérieur

Pour les bâtiments ou systèmes de ventilation ne disposant pas d'étage de conditionnement thermique, une technologie de type brumisation des entrées d'air peut permettre, avec un niveau de contraintes relativement limité, de pallier une augmentation des températures extérieures. Ce type de disposition est mis en place au niveau des entrées d'air des bâtiments diesels sur certains paliers (sur Bugey dans le cadre du 4^{ème} Réexamen Périodique et sur le palier N4 dans le cadre du 2^{ème} Réexamen Périodique).

Pour les bâtiments ou systèmes de ventilation disposant d'un étage de conditionnement thermique, l'impact d'une augmentation des températures extérieures est très atténué par la présence de ce dernier, pour autant que la capacité des groupes froids soit préservée. Afin d'assurer la suffisance des capacités des groupes froids avec condensation par air, la mise en place par exemple de solutions de type « média humide » sur l'air de refroidissement des condenseurs, technologie déjà utilisée dans l'industrie, permettrait d'abaisser la température d'air à l'entrée de ces derniers. La possibilité de recourir aux groupes froids (à condensation par air ou par eau) dans la durée dans le respect de la réglementation relative aux fluides frigorigènes fluorés constitue un enjeu important. EDF est mobilisé en regard de cet objectif : en complément du suivi de l'évolution de la réglementation, EDF mène des activités de R&D dans le domaine des technologies de production de froid.

Enfin, il est à noter que :

- Le retour d'expérience du comportement réel des installations constaté lors des précédents épisodes caniculaires, ainsi que lors de campagnes de mesures de températures réalisées à titre exploratoire, tend à montrer un certain sur-conservatisme de la démarche d'étude de sûreté dans son ensemble.
- Le retour d'expérience des réacteurs nucléaires à l'international (Palo Verde, Barakah, ...) montre qu'il est envisageable d'adapter les installations nucléaires à des conditions de température particulièrement extrêmes, de l'ordre de 50 °C au moins s'agissant des températures de l'air.

❖ Cas des températures élevées de l'eau de la source froide

Les températures de l'eau de la source froide ont un impact direct sur la capacité de refroidissement des systèmes à évacuer la puissance requise du cœur et du combustible stocké dans la piscine de désactivation via les échangeurs entre le système de réfrigération intermédiaire et le système d'eau brute secourue.

A la conception, les systèmes de refroidissement ont été dimensionnés sur la base des températures maximales du domaine de dimensionnement de la source froide.

A la suite de l'épisode caniculaire de l'été 2003, EDF a fait évoluer sa démarche de prise en compte des risques liés aux températures élevées de l'air et de l'eau par l'établissement d'un référentiel "Grands Chauds" décliné sur chaque palier. Au-delà de l'introduction de l'agression « canicule », il a été procédé à un réexamen des exigences liées à la source froide et à l'identification et la vérification des cas pénalisants.

Ceci a notamment conduit à l'amélioration de la capacité d'échange thermique des échangeurs entre le système de réfrigération intermédiaire et le système d'eau brute secourue (dits échangeurs « RRI/SEC » dans la suite du document) de certains sites notamment par l'ajout de plaques et par l'amélioration de son suivi en continu, ainsi qu'à l'augmentation du diamètre de roue des pompes SEC (« dopage ») sur certains sites.

Des dispositions relevant de la pratique industrielle courante existent pour faire face à une augmentation des températures élevées de l'eau de la source froide. Elles consistent notamment à améliorer les performances d'échanges des échangeurs RRI/SEC ainsi que celles des pompes SEC.

5.1.3.2 Niveau marin

Le risque de submersion pour les CNPE situés en bord de mer ou d'estuaire est analysé dans le cadre de l'agression « Inondation externe ».

Les CNPE ont été conçus pour résister aux aléas susceptibles d'entraîner une submersion de la plateforme de l'îlot nucléaire. L'évolution des connaissances et le retour d'expérience ont conduit à faire évoluer la liste des aléas à prendre en compte dans la démarche de protection et ont abouti à une liste complète transcrite dans le guide n° 13 de l'ASNR.

Ce guide est décliné par EDF dans le cadre du 4^{ème} Réexamen Périodique des réacteurs du palier de 900 MWe, du 2^{ème} Réexamen Périodique des réacteurs du palier de 1450 MWe (N4) et de façon décorrélée du 3^{ème} Réexamen Périodique sur le palier 1300 MWe.

Pour les CNPE implantés en bord de mer ou d'estuaire, le risque d'inondation par submersion marine résulte, à partir du niveau marin moyen correspondant à un coefficient de marée de 120, de la conjonction d'une surcote exceptionnelle causée par une dépression atmosphérique et des vagues résultant d'une tempête.

Le guide ASNR n°13 demande d'intégrer les effets du changement climatique par extrapolation du niveau marin moyen jusqu'au prochain réexamen périodique. Pour cela, EDF a retenu une surélévation de 20 cm destinée à couvrir l'élévation du niveau moyen des mers sur une durée d'une vingtaine d'années, provision jugée conservatrice au vu de la cinétique actuellement observée (inférieure à 5mm/an) et des projections établies par le GIEC sur la période considérée.

De façon générale, le dimensionnement des protections des CNPE de bord de mer ou d'estuaire prend en compte l'aléa niveau marin retenu pour la conception du « Noyau Dur » Post-Fukushima qui est calé au-dessus du niveau marin de référence.

Cette marge apporte un surcroît de robustesse des CNPE vis-à-vis de l'élévation du niveau marin qui pourra contribuer, lorsque nécessaire, à leur adaptabilité vis-à-vis des effets du changement climatique.

5.1.3.3 Etiage (sites bord de rivière)

Le risque d'étiage pour les CNPE situés en bord de rivière et son évolution avec le changement climatique sont analysés dans le cadre de l'agression « Plus Basses Eaux de Sécurité » (PBES).

Pour les sites fluviaux, la méthode de détermination des niveaux de l'agression PBES en vigueur consiste à rechercher le scénario conduisant au niveau le plus bas parmi plusieurs scénarii comme l'étiage ou la rupture d'ouvrages hydrauliques. Concernant l'étiage, un scénario de période de retour globale de 10 000 ans est pris en compte.

Vis-à-vis du changement climatique, une tendance sur les moyennes de débit d'étiage en France est observée mais la translation de cette tendance sur les valeurs exceptionnelles à l'échelle locale reste incertaine.

Dans les réexamens périodiques en cours, la méthodologie de détermination des Plus Basses Eaux de Sécurité utilisée adopte donc une démarche pénalisante consistant, en plus de la prise en compte de marges à la conception et d'un niveau d'aléa décennal, à ne pas tenir compte de l'effet favorable des réservoirs de soutien d'étiage (sauf dans le cas d'un CNPE où une valeur très pénalisante est considérée).

Cette approche est complétée par la veille climatique qui surveille les évolutions afin d'anticiper une augmentation potentielle de cette tendance globale (cf. paragraphe 5.1.1).

5.1.3.4 Pluies locales

L'augmentation potentielle des quantités de précipitations impacte les études associées au risque d'inondation externe pour l'ensemble des CNPE.

Historiquement, les pluies locales n'étaient pas directement analysées en tant que phénomène initiateur de l'agression « Inondation externe ». Cet état de fait a changé à la suite de l'inondation partielle du site de Blayais (1999) et à la déclinaison de la démarche « REX Blayais » qui en a découlé.

La prise en compte des précipitations dans la démonstration de sûreté a par la suite été entérinée en 2013 dans le Guide ASNR n°13. Celui-ci présente une liste actualisée de situations de référence pour le risque d'inondation externe à prendre en compte dans la démarche de protection des installations, incluant les phénomènes de « Pluies locales ».

Ce guide est décliné par EDF dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, du 2^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 1450 MWe et de façon décorrélée du 3^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe. Il est mis en application progressive sur le parc et remplace ainsi à terme, le précédent référentiel.

De plus, des scénarios d'inondation externe extrême associés aux pluies locales ont été définis dans le cadre de la démarche Post-Fukushima, notamment pour la protection des équipements du « Noyau Dur ». Ces scénarios d'inondation externe post-Fukushima sont basés sur une pénalisation forfaitaire des « Pluies de Forte Intensité » issues de la démarche « REX Blayais ». Ils ont conduit à dimensionner des Protections Rapprochées Basses (PRB) sur la majorité des CNPE du parc permettant de protéger ces derniers vis-à-vis de lames d'eau en plateforme.

La conception de ces PRB, basée sur des scénarios d'inondation extrême apporte une marge supplémentaire vis-à-vis du risque d'intensification des épisodes de fortes pluies locales qui pourra contribuer à l'adaptabilité des CNPE aux effets du changement climatique.

5.2 Prise en compte des effets du changement climatique vis-à-vis de l'environnement

5.2.1 Le contexte et les enjeux

EDF a engagé des démarches d'étude du changement climatique dès le début des années 1990. A la suite des épisodes caniculaires de 2003 et 2006, EDF a intensifié ses travaux scientifiques pour mieux appréhender l'influence des évolutions de température et débit des cours d'eau sur le fonctionnement des écosystèmes aquatiques et l'incidence des pressions exercées par les CNPE sur le milieu naturel. Un groupe de travail a été créé en 2006 et réunissait le Ministère en charge de l'environnement, l'ASNR et EDF, auxquels ont été associés des scientifiques : l'IRSTEA¹⁷ et l'ONEMA¹⁸.

Sur la base de ces études, l'encadrement des rejets thermiques des centrales nucléaires et le processus décisionnel applicable en cas de canicules ont été adaptés pour intégrer en

¹⁷ Institut National de Recherche en Sciences et Technologies pour l'Environnement et l'Agriculture

¹⁸ Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques

particulier des valeurs limites spécifiques applicables aux rejets thermiques en situation climatique exceptionnelle.

Cette démarche d'anticipation a été renforcée d'une part, par l'intégration dans la réglementation environnementale d'obligations concernant l'analyse des incidences des projets sur le climat et sa vulnérabilité au changement climatique, et d'autre part, par des actions particulières réalisées au titre des réexamens périodiques à partir des 4^{èmes} réexamens périodiques du palier 900 MWe.

5.2.2 Démarche menée sur le parc nucléaire existant

❖ Démarche d'actualisation des projections hydro-climatiques régionalisées et des évolutions de la ressource en eau

Le Service Climatique d'EDF au sein de la R&D a pour mission de caractériser les évolutions climatiques. En particulier, de 2016 à 2021, des projections hydro-climatiques (débit des cours d'eau et température de l'eau) pour les CNPE implantés en bord de rivière ont été réalisées et les résultats sont présentés dans chaque rapport de conclusions des quatrièmes réexamens périodiques des réacteurs du palier 900MWe, couvrant l'horizon 2050 (2050 + /- 15 ans).

Ces projections ont été obtenues sur la base des simulations climatiques issues de l'exercice CMIP5¹⁹ utilisées par le GIEC, pour son cinquième rapport de recommandations (AR5 – 5th Assessment Report, 2013-2014). Deux scénarios d'émissions de gaz à effet de serre ont été retenus :

- Celui correspondant à la stabilisation des émissions à horizon 2100.
- Celui correspondant à une augmentation de ces émissions.

Les projections des modèles climatiques globaux de l'exercice CMIP5 ont été déclinées à l'échelle des bassins hydrographiques à l'aide d'une méthode de descente d'échelle afin d'obtenir les évolutions des 3 principales variables hydro-climatiques d'un point de vue environnemental en amont de chaque CNPE situé en bord de rivière (T°air, T°eau et débit amont des cours d'eau).

Concernant les sites situés en bord de mer et estuaire, le paramètre climatique d'intérêt vis-à-vis de l'environnement est la température d'eau, le sujet de la disponibilité de la ressource en eau pour le refroidissement des réacteurs ne se posant pas dans les mêmes termes que pour les CNPE situés en bord de rivière. La disponibilité des paramètres résultant des modèles de simulation climatique issus de l'exercice CMIP5 concernant le milieu marin étant moindre par rapport à ceux développés sur les zones continentales, la démarche d'actualisation a été adaptée pour évaluer l'évolution de ce paramètre à horizon 2050 (2035 + /- 15 ans).

Pour le 5^{ème} Réexamen Périodique du palier 900 MWe (RP5 900), EDF propose la prise en compte du changement climatique comme axe prioritaire de travail vis-à-vis de l'environnement. En particulier, la mise à jour des études hydro-climatiques se fondera sur les simulations climatiques issues de l'exercice CMIP6 utilisées par le GIEC, pour son sixième rapport de recommandations (AR6 – 6th Assessment Report, 2021-2022). Elles intégreront une mise à jour des méthodologies de descente d'échelle, ainsi que les projections à l'échelle décennale disponibles dans cet exercice CMIP6 si les résultats sont exploitables à l'échelle locale. Ces travaux seront utilisés pour évaluer les évolutions futures de la ressource en eau (évolution des étiages ou des périodes de températures les plus élevées par exemple) au regard du fonctionnement des CNPE. Cet axe est complété d'objectifs liés à la préservation de la ressource en eau, notamment :

- Vis-à-vis de la maîtrise des prélèvements et de la consommation d'eau : dans le cadre du RP5 900, EDF actualise l'appréciation de sa dépendance et de son empreinte sur la

¹⁹ 5th Coupled Model Intercomparison Project

ressource en eau et se donne comme objectif de contribuer aux efforts nationaux de sobriété hydrique en réduisant ses prélèvements en eau de manière très significative, en dehors des besoins nécessaires à la production d'électricité (refroidissement du condenseur) et à la sûreté des réacteurs. Cet objectif est cohérent avec le « plan d'action pour une gestion résiliente et concertée de l'eau » présenté par le gouvernement au premier semestre 2023.

Pour atteindre cet objectif, EDF a identifié des leviers d'optimisation de la ressource en eau qui seront étudiés dans le cadre de du 5^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe, en particulier :

- réduire les eaux perdues des stations de déminéralisation,
- rationaliser les consommations d'eau pour le process secondaire des installations,
- développer le recyclage des eaux de process secondaire.

Des modifications matérielles permettant d'améliorer la gestion des effluents en situation d'étiage et de crue seront réalisées sur la durée du réexamen ; On peut citer l'augmentation des capacités d'entreposage des effluents liquides pour les sites le nécessitant.

- Vis-à-vis de l'impact thermique des CNPE sur la ressource en eau et des possibilités d'amélioration associées : en cohérence avec la déclaration du Président de la République du 30 mars 2023 concernant le plan eau, EDF étudie, pour les réacteurs situés en bord de rivière en circuit ouvert, la faisabilité d'ajout d'équipements aéroréfrigérants permettant de reprendre tout ou partie de la charge thermique du cycle eau vapeur des réacteurs.

Ces ambitions issues du 5^{ème} Réexamen Périodique du palier 900 MWe s'appliquent de façon générale à l'ensemble du parc en exploitation et s'inscrivent plus largement dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs jusqu'à et au-delà d'une durée de 60 ans.

❖ Evaluation des incidences sur le milieu récepteur

L'incidence écologique des rejets thermiques des centrales de production d'électricité d'origine thermique ou nucléaire est depuis l'origine un objet d'études et d'actions de recherches et développement (R&D).

Grâce notamment aux chroniques de données acquises au travers de la surveillance hydro-écologique, ces programmes d'études et d'actions de R&D menés par EDF et ses partenaires scientifiques ont mis en évidence des évolutions des débits des cours d'eau (baisse de l'ordre de 5 % du module interannuel par décennie, avec une forte variabilité suivant les bassins et les stations considérés) et une augmentation des températures de l'eau, associée à des variations saisonnières plus marquées, notamment au printemps (augmentation sur la période avril - juin de l'ordre de + 0,8 °C par décennie) sur les 30 à 40 dernières années pour les principaux fleuves français.

Ces évolutions se traduisent sur la faune et la flore par une augmentation de la biodiversité et des abondances de certaines espèces et par le remplacement d'espèces d'eaux froides et courantes par des espèces d'eaux plus chaudes et plus calmes et exotiques pour certaines d'entre elles.

Au-delà de ces tendances globales, le programme de recherche Thermie Hydrobiologie a notamment permis de montrer le rôle fondamental d'un ensemble de paramètres du milieu, dont la température, dans des mécanismes plus fins du fonctionnement des écosystèmes tels que le déplacement des poissons ou encore la nature des échanges trophiques. Ces résultats ont été obtenus par de nouvelles acquisitions de données associées à des travaux de modélisation notamment sur les régimes thermiques et hydrologiques passés et futurs.

Les résultats scientifiques du programme 2016-2020 ont fait l'objet d'une restitution publique en novembre 2022. Un nouveau programme de recherche 2023-2027, co-construit avec des partenaires scientifiques, a débuté et comprend cinq thématiques de recherche :

- Trajectoires d'évolution passées et futures des écosystèmes aquatiques des grandes rivières.
- Milieu marin, rejets thermiques et changement climatique.
- Compartiment microbien des rivières sous changement climatique.
- Effets combinés de stressseurs thermiques et chimiques sur les peuplements aquatiques.
- Restauration thermique des cours d'eau, végétalisation des berges et atténuation des effets du changement climatique.

Au travers des différents programmes de recherches, aucune différence significative n'a été observée entre les tendances biologiques observées sur les stations localisées à l'amont des CNPE et celles localisées à l'aval après mélange, pour l'ensemble de la faune et de la flore. Les changements environnementaux globaux sont ainsi les déterminants principaux des évolutions biologiques constatées.

5.2.3 Vision intégrative des impacts combinés du parc nucléaire existant et du nouveau nucléaire sur l'écosystème

EDF est à ce jour porteur d'un programme de trois paires de nouveaux réacteurs de type EPR2. Elle a mené une évaluation des sites susceptibles d'accueillir de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 sur la base de critères détaillés dans le dossier du maître d'ouvrage établi pour le débat public qui s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023. Sur la base des études réalisées, EDF a proposé de retenir les sites suivants pour les implantations de nouveaux réacteurs :

- Paire 1 : Penly (bord de mer).
- Paire 2 : Gravelines (bord de mer).
- Paire 3 : Bugey (bord de rivière).

Les études d'évaluation d'incidences de ces projets sur l'environnement doivent réglementairement tenir compte des effets sur le climat et analyser la vulnérabilité de ces projets au changement climatique. A ce titre, les articles L 122-1 et R 122-5 du code de l'environnement qui participent à la transposition de la directive 2011/92/UE du 13 décembre 2011 modifiée concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement prévoient que l'étude d'impact du projet doit analyser les effets du projet sur le climat et les effets du changement climatique et comporter une description des incidences négatives notables susceptibles de résulter de la vulnérabilité du projet aux risques d'accidents majeurs ou de catastrophes.

Les études d'impacts requises dans le cadre de la création de ces nouvelles installations nucléaires tiennent compte de l'incidence cumulée des réacteurs actuellement en exploitation sur les sites retenus et des nouvelles installations.

A date, l'évaluation de l'incidence cumulée sur la ressource en eau du fonctionnement des réacteurs existants et des nouveaux réacteurs tenant compte du changement climatique est en cours d'étude et la maturité des éléments disponibles est variable en fonction des sites.

❖ Site de Penly

Concernant l'alimentation en eau douce du site de Penly, différentes sources ont été identifiées et privilégient une réutilisation des eaux afin de limiter les prélèvements dans l'Yères. L'eau douce proviendra de la valorisation de l'eau de pluie collectée sur le site, de l'eau drainée en pied de falaise, de la réutilisation de l'eau issue de la station d'épuration de Saint Martin en campagne et enfin de prélèvements directs dans l'Yères. La diversification des sources d'approvisionnement en eau douce et les choix de conception réalisés permettent de conserver les modalités actuelles de prélèvements dans cette rivière. Ainsi, les prélèvements d'eau dans

l'Yères resteront dans la limite des autorisations actuelles du site de Penly et les débits maximaux prélevés resteront inchangés.

Des projections hydro-climatiques portant sur le bassin de l'Yères ont été réalisées par EDF dans le cadre de l'établissement de l'étude d'impact associée au projet de construction de 2 réacteurs EPR2 sur le site de Penly. Elles portent sur la période 2020-2100 et s'appuient sur les simulations issues de l'exercice CMIP5 du GIEC pour les scénarios d'émissions de gaz à effet de serre « modéré » et « pessimiste ». Les résultats de ces projections montrent en moyenne une légère tendance à l'augmentation des débits moyens annuels, sans tendance claire sur les débits d'étiage. Ces projections de débit sont cohérentes avec les dernières évolutions obtenues dans le cadre d'études scientifiques récentes sur d'autres bassins hydrographiques situés sur la moitié nord de la France.

Les dispositions de conception retenues pour les futurs réacteurs EPR2 du site en termes de diversification de l'approvisionnement en eau douce et les évolutions attendues de la disponibilité en eau douce issues des projections climatiques réalisées ne font donc pas apparaître de problématique spécifique associées à l'accès à l'eau douce des 2 réacteurs existants et des 2 futurs réacteurs EPR2 pour le site de Penly à horizon 2050 dans le respect de l'écosystème aquatique.

Afin d'évaluer l'incidence des rejets thermiques associés aux deux réacteurs existants et aux deux futurs réacteurs EPR2, EDF a réalisé des projections hydro-climatiques des températures au droit de la prise d'eau du site de Penly sur la période 2020-2100. Ces projections ont été obtenues sur la base des simulations issues de l'exercice CMIP5 (5th Coupled Model Intercomparison Project) du GIEC pour rédiger son cinquième rapport de recommandations (AR5 – 5th Assessment Report) et pour deux scénarios d'émissions de gaz à effet de serre : l'un « modéré », l'autre « pessimiste ». Ces projections incluent notamment les résultats issus du modèle climatique de Météo France (CNRM-CM5), modèle climatique retenu dans le cadre des travaux du GIEC Normand. Les résultats montrent une évolution des températures moyennes annuelles à la prise d'eau qui serait comprise entre +0,7 °C et + 1,4 °C à horizon 2055 (en moyenne sur la période 2040-2069 par rapport à la période 1991-2019). Ces éléments ont été intégrés dans l'étude d'impact associée à la construction de 2 nouveaux réacteurs EPR2 sur le site de Penly. L'analyse ne met pas en évidence d'incidence notable de l'exploitation de 4 unités de production sur l'écosystème marin.

❖ Sites de Gravelines

Concernant le site de Gravelines, une diversification des approvisionnements est prévue notamment en réutilisant l'eau de la station d'épuration pour diminuer la pression induite par les prélèvements sur le milieu et augmenter la résilience de l'installation au changement climatique. Les six réacteurs existants sont actuellement alimentés en eau douce par le canal de Bourbourg via un contrat avec le Syndicat de l'eau du Dunkerquois qui définit la politique de l'eau sur ce territoire et détermine les enjeux et orientations du service de l'eau potable et de l'eau industrielle.

L'étude d'impact associée à la création de 2 nouveaux réacteurs sur le site de Gravelines fournit la vision intégrative des prélèvements d'eau douce pour l'ensemble des 8 réacteurs, en tenant compte du changement climatique.

❖ Sites du Bugey

Concernant l'implantation de la troisième paire de réacteurs EPR2 sur le site du Bugey, des éléments ont été présentés lors du débat public qui s'est tenu de janvier à mai 2025. L'étude d'impact environnemental n'est pas encore établie mais néanmoins dès le débat public et la décision du maître d'ouvrage, des orientations ont été prises en faveur de la préservation du milieu : une source froide en circuit fermé (équipements aéroréfrigérants de production) et des aéroréfrigérants de purge. Les réacteurs EPR2 n'auront pas d'impact notable sur la thermie du fleuve.

Concernant l'incidence cumulée des prélèvements d'eau douce, l'agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse et la DREAL Auvergne Rhône Alpes ont commandité en 2021 une étude sur l'évolution des débits du Rhône à l'horizon 2055 sous changement climatique. Cette étude, dont les résultats ont été rendus publics au premier trimestre 2023, intègre, dans sa mission 3, parmi les scénarios prospectifs d'évolution des usages, les prélèvements d'eau associés à l'ajout de 2 nouveaux réacteurs EPR2 à Bugey à horizon 2055 (voir rapport mission 3 de l'étude, https://www.eaurmc.fr/jcms/pro_118205/fr/une-etude-sur-les-debits-du-rhone-pour-anticiper-leur-evolution). L'approche menée visait à tester la sensibilité des débits du Rhône et des enjeux qui en dépendent à une hausse des prélèvements d'eau et la façon dont les effets de ces prélèvements supplémentaires pouvaient se combiner avec ceux des changements climatiques.

Cette étude conclut que le changement climatique entraîne une baisse des débits du fleuve Rhône en période estivale, que des prélèvements supplémentaires contribueraient également à réduire. Néanmoins, les hypothèses de prélèvements supplémentaires n'ont qu'un impact limité sur les débits du fleuve à horizon 2050 (même pendant les périodes de basses eaux où l'impact des différentes hypothèses de prélèvements est le plus grand) comparativement à l'impact potentiel du changement climatique, et ce y compris pour des années sèches du type de 2011.

5.3 Perspectives pour la prise en compte des effets du changement climatique

Les analyses réalisées à compter des 4^{èmes} réexamens périodiques et les dispositions en résultant confèrent un haut niveau de robustesse des installations et intègrent les effets du changement climatique sur un horizon de l'ordre de 20 à 30 ans. Cette robustesse sera encore renforcée avec le 5^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe qui place le changement climatique comme l'un de ses thèmes centraux. EDF a donc un bon niveau de confiance sur l'adaptabilité des installations à l'horizon 2050 a minima.

Les démarches itératives de réexamen périodique et de veille climatique permettront d'anticiper au fil de l'eau d'éventuels besoins d'adaptation, notamment au-delà de l'horizon 2050.

En complément des travaux menés dans le cadre des réexamens périodiques, EDF a établi un état des lieux des dispositions d'adaptation au changement climatique, sur la base notamment de celles mises en œuvre à l'international et des solutions innovantes issues des travaux de R&D, éclairé par des projections hydro-climatiques plausibles et disponibles à date utilisées en tant que tendances pour l'horizon 2070.

Annexes

Annexe 1. Données sur la durée de fonctionnement des réacteurs du parc EDF

Réacteur	Palier	Sous-Palier	Année de mise en service commercial	Durée de fonctionnement à fin 2025 (années)
BUGEY-2	900	CP0	1979	46
BUGEY-3	900	CP0	1979	46
BUGEY-4	900	CP0	1979	46
BUGEY-5	900	CP0	1980	45
BLAYAIS-1	900	CP1	1981	44
BLAYAIS-2	900	CP1	1983	42
BLAYAIS-3	900	CP1	1983	42
BLAYAIS-4	900	CP1	1983	42
DAMPIERRE-1	900	CP1	1980	45
DAMPIERRE-2	900	CP1	1981	44
DAMPIERRE-3	900	CP1	1981	44
DAMPIERRE-4	900	CP1	1981	44
GRAVELINES-1	900	CP1	1980	45
GRAVELINES-2	900	CP1	1980	45
GRAVELINES-3	900	CP1	1981	44
GRAVELINES-4	900	CP1	1981	44
GRAVELINES-5	900	CP1	1985	40
GRAVELINES-6	900	CP1	1985	40
TRICASTIN-1	900	CP1	1980	45
TRICASTIN-2	900	CP1	1980	45
TRICASTIN-3	900	CP1	1981	44
TRICASTIN-4	900	CP1	1981	44
CHINON B-1	900	CP2	1984	41
CHINON B-2	900	CP2	1984	41
CHINON B-3	900	CP2	1987	38
CHINON B-4	900	CP2	1988	37
CRUAS-1	900	CP2	1984	41
CRUAS-2	900	CP2	1985	40
CRUAS-3	900	CP2	1984	41
CRUAS-4	900	CP2	1985	40
ST. LAURENT B-1	900	CP2	1983	42
ST. LAURENT B-2	900	CP2	1983	42
FLAMANVILLE-1	1300	P4	1986	39
FLAMANVILLE-2	1300	P4	1987	38
PALUEL-1	1300	P4	1985	40

Réacteur	Palier	Sous-Palier	Année de mise en service commercial	Durée de fonctionnement à fin 2025 (années)
PALUEL-2	1300	P4	1985	40
PALUEL-3	1300	P4	1986	39
PALUEL-4	1300	P4	1986	39
ST. ALBAN-1	1300	P4	1986	39
ST. ALBAN-2	1300	P4	1987	38
BELLEVILLE-1	1300	P'4	1988	37
BELLEVILLE-2	1300	P'4	1989	36
CATTENOM-1	1300	P'4	1987	38
CATTENOM-2	1300	P'4	1988	37
CATTENOM-3	1300	P'4	1991	34
CATTENOM-4	1300	P'4	1992	33
GOLFECH-1	1300	P'4	1991	34
GOLFECH-2	1300	P'4	1994	31
NOGENT-1	1300	P'4	1988	37
NOGENT-2	1300	P'4	1989	36
PENLY-1	1300	P'4	1990	35
PENLY-2	1300	P'4	1992	33
CHOOZ B-1	1450	N4	2000	25
CHOOZ B-2	1450	N4	2000	25
CIVAUX-1	1450	N4	2002	23
CIVAUX-2	1450	N4	2002	23

Annexe 2. Synthèse des enseignements du « International LTO Workshop »

La présente annexe dresse la synthèse des enseignements issus du séminaire international LTO²⁰ organisé par EDF qui s'est tenu du 5 au 8 septembre 2023. Ce séminaire et ses enseignements s'inscrivent dans le cadre de la consolidation du programme de travail pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans.

Ils permettent de disposer d'une image technique, à la fois globale et précise, des programmes LTO des réacteurs nucléaires exploités en Europe, aux USA et au Japon. Pour cela, plus de 200 personnes issues d'une trentaine d'organisations différentes (exploitants, organismes internationaux et laboratoires de recherche) et de différentes entités d'EDF sont venues présenter et échanger, en présence de représentants de l'ASN et de l'IRSN, sur la manière dont la poursuite du fonctionnement est prise en compte dans leur organisation et sur l'avancement des réflexions et travaux sur les sujets à enjeux associés.

❖ Enseignements majeurs des programmes LTO engagés à l'international

Tous les exploitants présents envisagent d'exploiter leurs réacteurs au-delà de 60 ans en s'appuyant notamment sur des documents de référence partagés et reconnus (GALL - Generic Aging Lessons Learned) et la mise en œuvre d'AMP (Aging Management Programs). Les modalités réglementaires varient d'un pays à l'autre. A date du séminaire, 87 réacteurs ont déjà obtenu l'autorisation de fonctionner jusqu'à 60 ans aux Etats-Unis, et parmi ceux-ci, 6 disposent de l'autorisation de fonctionner jusqu'à 80 ans. Dans les autres pays représentés au workshop (Japon, Slovaquie, République Tchèque, Suisse) plusieurs réacteurs ont déjà obtenu l'autorisation pour fonctionner jusqu'à 60 ans.

Aucun élément technique de nature générique lié aux effets du vieillissement et susceptible de conduire à l'arrêt systématique des réacteurs à eau sous pression du même type que ceux exploités par EDF avant 60 et 80 ans, n'a été mis en évidence durant ce séminaire. Cela ne signifie pas bien sûr que certains réacteurs rencontrant des difficultés spécifiques ne pourraient pas être arrêtés avant cet horizon. Cela ne dédouane pas EDF de démontrer scientifiquement et opérationnellement cette possibilité d'exploiter les réacteurs sur ces durées.

La dimension sociétale de l'acceptabilité de la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans est également un élément clé à prendre en compte. Le Japon est particulièrement sensible à cette question pour des raisons compréhensibles. Pour autant l'horizon 60 ans est aussi envisagé dans une logique patrimoniale et de responsabilité (Cf. le « *Mottai Nai* » japonais, que l'on peut traduire par « *ne pas gâcher pour le bien de tous* »). Ainsi, au-delà de la démonstration technique, l'acceptabilité publique et sociale de cette poursuite de fonctionnement devra être assurée. Ce séminaire n'a pas abordé les modalités qui devraient être déployées pour ce volet.

De nombreux intervenants ont également mis en évidence l'intérêt économique majeur à poursuivre l'exploitation dans la durée des réacteurs par rapport à la construction de nouveaux moyens décarbonés y compris de technologies différentes (photovoltaïque, éolien, hydraulique, batterie). Plusieurs d'entre eux considèrent qu'il s'agit de la solution la plus économique.

❖ Composants non remplaçables

- **Cuves** : L'intégrité des cuves est une priorité française et internationale, qui porte autant sur la connaissance des caractéristiques réelles des matériaux irradiés que sur la prédiction de vieillissement à haute fluence-ainsi que sur la résistance mécanique des cuves en cas de choc froid pressurisé. La très forte participation à la session d'échanges dédiée à la cuve l'atteste. Comme déjà établi, il existe une différence d'approche notable entre la France et les Etats-Unis. En effet, la démarche américaine est basée sur une analyse probabiliste (vs déterministe en France) et valorise des phénomènes physiques actuellement non considérés en France.

²⁰ Long-Term Operation

Par ailleurs, d'autres pays mènent des travaux sur les méthodes avancées dans le domaine des matériaux et de la mécanique de la rupture, que ce soit pour les développer ou pour les mettre en œuvre dans des dossiers de justification. Ce benchmark conforte le contenu du dossier d'EDF visant à caractériser le conservatisme de la démarche française grâce à de nouvelles méthodes d'analyse mécanique avancées, tout en conservant les exigences réglementaires (ou assimilées) spécifiques à la France.

- **Enceintes de confinement** : Le comportement mécanique des ouvrages ne suscite pas de question générique dans la perspective d'une poursuite de fonctionnement au-delà de 60 ans. Les pathologies de gonflement du béton n'apparaissent pas à l'international comme un facteur limitant de la durée de fonctionnement des réacteurs. Elles doivent cependant faire l'objet d'un suivi basé essentiellement sur les inspections visuelles et les variations dimensionnelles observables sur l'ouvrage. Le système d'auscultation français, avec des capteurs noyés dans le béton, permet une surveillance adaptée de ces phénomènes.

Concernant l'étanchéité des ouvrages, le suivi en exploitation du liner des enceintes à simple paroi réalisé par EDF est conforme à la pratique internationale et les réparations sont possibles comme le montre le REX international. Il y a ainsi consensus sur le fait que la maîtrise de l'étanchéité des enceintes à simple paroi ne constitue pas un facteur limitant pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs. Les enceintes à double paroi sans liner n'ont pas fait l'objet d'échanges durant le workshop du fait que ce type d'enceinte n'est pas déployé sur les installations exploitées par les participants.

- **Puits de cuve** : Les méthodes d'étude mises en œuvre à l'international ont fait l'objet d'échanges en vue d'une appropriation et d'une déclinaison sur les réacteurs français. L'absence de menace avérée pour la poursuite du fonctionnement fait consensus au niveau international.

❖ Composants difficilement remplaçables

- **Coudes E** : Les mêmes nuances de matériaux moulés que celles des réacteurs EDF sont utilisées à l'international (Etats-Unis et Japon notamment). Leurs études concluent à l'absence de risque de rupture, y compris à long terme. Le workshop a permis d'approfondir les raisons pour lesquelles l'approche française est beaucoup plus sévère (défauts et chargement postulés, critères retenus). Ce benchmark conforte le dossier établi par EDF visant à réduire le conservatisme de la démarche française grâce à de nouvelles méthodes d'analyse mécanique avancées, tout en conservant les exigences réglementaires (ou assimilées) spécifiques à la France.
- **Internes de cuve** : Le workshop a permis de balayer l'ensemble des phénomènes envisageables dans la perspective de la poursuite du fonctionnement de ces équipements. L'ensemble de ces phénomènes est pris en compte dans le cadre des travaux de R&D et études d'ingénierie lancés par EDF. Les participants ont partagé sur le fait qu'ils ne constituent pas un obstacle à une exploitation au-delà de 60 ans.
- **Câbles électriques** : Le workshop a permis de mettre en évidence que la pratique EDF est à l'état de l'art international (critère limite de fonctionnalité, prévisions de vieillissement, programmes de prélèvement). Des propositions d'actions en vue de renforcer la robustesse du programme de maîtrise du vieillissement ont été échangées : industrialiser davantage la chaîne de prélèvements sur sites de câbles en exploitation, renforcer le monitoring des conditions d'environnement réelles en exploitation, et évaluer l'applicabilité de la méthode développée par l'EPRI de diagnostic in situ des câbles basse tension.

❖ Autres sujets

- **Prélèvements** : Les programmes de prélèvement sur site nucléaire à l'arrêt définitif permettent de conforter les conditions techniques de la poursuite du fonctionnement des réacteurs par une meilleure connaissance notamment des propriétés des matériaux vieilliss. Les éléments échangés durant le workshop et basés sur le retour d'expérience montrent les bénéfices de tels travaux qui prennent du temps (plus de 10 ans dans certains cas), viennent interférer avec les opérations de démantèlement des sites concernés (y compris le planning et les coûts) et posent des problématiques de stockage et de transport des matériaux irradiés. La stratégie qu'EDF va mettre en œuvre est confortée. Les échanges ont mis en évidence la nécessité de renforcer les partenariats pour la mise à disposition et le partage au niveau international des résultats de ces programmes.
- **Contrôle-Commande** : Le workshop a permis de confirmer que ce sujet d'importance au titre du maintien du patrimoine nécessite une large anticipation des moyens et ressources à allouer aux efforts de rénovation du Contrôle-Commande centralisé mais que ceci ne constitue pas un verrou pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans étant donné la faisabilité de ce type de chantiers établie sur la base du REX en France et à l'international. Nous avons constaté que des démarches sont mises en œuvre par plusieurs exploitants pour passer au digital de façon globale (armoires, salle de commande). D'autres démarches visent à sécuriser la possibilité de procéder à des remplacements à l'identique. Il conviendra donc de poursuivre la capitalisation du REX sur ce sujet.
- **Innovation** : Le workshop a permis de confirmer l'importance de l'innovation en réponse aux enjeux liés aux compétences, à l'attractivité de la filière et aux enjeux industriels, notamment grâce au déploiement de nouvelles solutions telles que les procédés de fabrication et de réparation innovants, ainsi que la digitalisation (réalité virtuelle et augmentée, IA, ...). Au cours d'une session de brainstorming, de nombreuses idées ont été recueillies dans des domaines tels que l'IA, les jumeaux numériques, l'instrumentation avancée, les combustibles innovants, etc. Il convient de noter que toutes ces thématiques sont déjà prises en considération dans les études menées par EDF et que les verrous sont identifiés (caractère démonstratif de l'IA, optimisation des programmes de maintenance grâce à la surveillance des données de fonctionnement, qualification et codification des procédés de fabrication innovants, ...). Afin d'accélérer la mise à disposition de ces solutions innovantes, les participants de la session innovation ont proposé de mutualiser les efforts de développement au niveau international pour lever les verrous technologiques et industriels.

❖ Réflexions sur les « angles morts » éventuels

Une session brainstorming a été consacrée aux sujets non abordés dans l'agenda du workshop et qui pouvaient présenter un intérêt pour la poursuite du fonctionnement. Parmi les sujets objets des échanges, on peut citer les inspections et réparations des tuyauteries enterrées, la réalisation d'inspections ponctuelles à la recherche de mécanismes de vieillissement inattendus ou encore la maîtrise des chaînes d'approvisionnement pour faire face à l'obsolescence de certains composants ou à l'interdiction de l'utilisation de certains produits. Il n'a pas été identifié au cours de ces échanges « d'angle mort » significatif dans les pratiques d'EDF. Des bonnes pratiques ou des possibilités de benchmark ont été identifiées.

❖ Changement climatique

Les actions menées à l'international se positionnent plutôt en réaction par rapport à l'historique des événements passés, parfois en extrapolant, principalement dans le cadre des réexamens périodiques. Il ne semble pas y avoir de prise en compte globale et systémique des impacts du changement climatique comme réalisé par EDF : développement de méthodes permettant d'utiliser les projections climatiques des projets internationaux en appui au GIEC et notamment, gestion des incertitudes. Pour autant, dans les échanges, les parties soulignent l'intérêt de cette démarche.

Conclusions et Perspectives

Si les contextes réglementaires sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans varient d'un pays à l'autre, la liste des sujets techniques d'intérêt fait consensus et aucun élément technique générique pour la technologie REP susceptible de remettre en cause l'exploitation de ces réacteurs avant 60 ans au moins n'a été mis en évidence durant le workshop.

L'importance de poursuivre les échanges et de partager les résultats des études et travaux menés à l'international fait consensus.

La poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans représente la solution la plus économique pour bénéficier d'une électricité décarbonée et compétitive.

La dimension sociétale de l'acceptabilité de la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans est un élément clé à prendre en compte.