ASNR Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Monsieur le Directeur de la direction des centrales nucléaires,
Monsieur le Directeur de la direction des équipements sous pression,

Fontenay aux Roses, le 11 juin 2026

AVIS D'EXPERTISE N° 2026-00063 DU 11 JUIN 2026

Objet : **Perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs du parc EDF au-delà de 60 ans**

Références : [1] Avis n° 2023-AV-0420 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 13 juin 2023.
[2] Saisine ASNR – CODEP-DCN- 2025-021528 du 27 mai 2026.
[3] Courrier CODEP-DEP-2019-025552 du 19 juillet 2019.

1. INTRODUCTION

Les réacteurs électronucléaires français ont été mis en service principalement dans les années 1980. De ce fait et compte tenu de la durée nécessaire à la construction des centrales nucléaires, les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs actuels d'EDF au-delà de 60 ans doivent être anticipées.

Dans son avis en référence [1], l'Autorité de sûreté nucléaire a ainsi demandé à EDF d'étudier de manière anticipée l'hypothèse d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire[1] jusqu'à 60 ans et au-delà.

EDF a établi en réponse une feuille de route pour la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs au-delà de 60 ans. La démarche retenue a consisté d'une part à identifier les sujets techniques conditionnant la poursuite du fonctionnement, comme la résistance mécanique des cuves ou l'étanchéité des enceintes de confinement, d'autre part à identifier les sujets nécessitant des compléments. Cette démarche a été menée à objectifs de sûreté constants.

Les livrables transmis par EDF couvrent des domaines variés, tels que les composants non remplaçables, difficilement remplaçables, certains composants remplaçables, le changement climatique, l'évolution du processus de maintenance ainsi que l'incidence de la manœuvrabilité sur le vieillissement et l'exploitation des installations.

Par la saisine citée en référence [2], la Direction des centrales nucléaires et la Direction des équipements sous pression de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) ont sollicité l'avis de la Direction de l'expertise en sûreté de l'ASNR sur les éventuels obstacles à une poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans et les sujets techniques majeurs qu'EDF devra traiter prioritairement.

[1] Hormis le réacteur EPR installé sur le site de Flamanville pour lequel la mise en service est récente.

Adresse du siège social : 15 rue Louis Lejeune - 92120 Montrouge
Adresse postale : BP 17 - 92262 Fontenay-aux-Roses cedex
Tél. : +33 (0)1 58 35 88 88 - Courriel : asnr-courrier@asnr.fr

Compte tenu des particularités du dossier et de la multiplicité des sujets traités, la Direction de l'expertise en sûreté a retenu deux niveaux d'analyse :

- une recevabilité technique quand il s'agit d'un sujet nouveau, pouvant concerner une évolution du référentiel de sûreté ou de méthode de démonstration de sûreté : celle-ci vise à se prononcer sur les principes des évolutions proposées et sur les compléments éventuels à apporter ;
- une analyse de la suffisance des actions engagées pour les autres sujets et l'identification des compléments éventuels à apporter par EDF.

La Direction de l'expertise en sûreté présente ci-après les principales conclusions de son examen, tenant compte des engagements pris par EDF au cours et à l'issue de l'expertise.

2. LES COMPOSANTS NON REMPLAÇABLES

2.1. LES CUVES

Les cuves des réacteurs sont des composants non remplaçables. L'irradiation entraîne une fragilisation des matériaux au niveau de la zone de cœur de la cuve. Cette fragilisation dépend de la fluence neutronique[2] et augmente donc avec la durée de fonctionnement. Elle se caractérise notamment par une augmentation de la température de transition fragile-ductile et donc par une baisse de la ténacité[3] des matériaux, ce qui peut mettre en cause l'aptitude au service de certaines cuves.

Dans la perspective de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, EDF a établi un pronostic « point zéro » de la durée pour laquelle l'aptitude au service des cuves est justifiée, en tenant compte des hypothèses et méthodes d'études applicables lors des VD4[4] des réacteurs de 900 et 1300 MWe ainsi que des VD2 des réacteurs du palier N4. Ce pronostic met en évidence que l'aptitude au service d'un certain nombre de cuves n'est pas démontrée pour une durée inférieure à 80 ans de fonctionnement. Ce constat a conduit EDF à étudier la mise en place de « leviers », afin d'envisager la poursuite d'exploitation des cuves concernées.

2.1.1. Modèle Beremin industriel

EDF propose de recourir à une approche méthodologique déterministe, reposant sur une déclinaison industrielle du modèle historique de Beremin, appelée « modèle Beremin industriel ». Pour mémoire, le modèle historique est reconnu au niveau international pour sa représentation probabiliste de la rupture fragile.

Le modèle Beremin industriel a pour objectif de prendre en compte l'effet de triaxialité des contraintes en fond de fissure en s'appuyant sur la contrainte dite de Weibull. Cette contrainte est évaluée le long du front du défaut postulé pour la cuve soumise au chargement le plus sévère. Elle est ensuite appliquée à une éprouvette dite de référence pour en déduire la correction à appliquer au facteur d'intensité de contrainte résultant du chargement appliqué à la cuve, qui est alors comparé avec la courbe de ténacité enveloppe issue du code RCC-M[5] pour évaluer le risque de rupture brutale. La Direction de l'expertise en sûreté estime que le choix de la contrainte de Weibull pour calculer la correction à appliquer au facteur d'intensité de contrainte constitue une hypothèse structurante dont le bien-fondé ne pourrait être apporté que de manière empirique. À cet égard, elle souligne que d'autres modèles permettent aussi de prendre en compte l'effet de triaxialité des contraintes en fond de fissure. **Pour étayer la robustesse de sa démarche, il conviendra qu'EDF évalue si ces modèles conduisent à des résultats comparables à ceux issus du modèle Beremin industriel.**

EDF a transmis des éléments pour justifier la pertinence du modèle Beremin industriel à partir des résultats d'une base de données d'un matériau non irradié de nuance similaire à celle de l'acier des cuves. La transposition des

---

[2] La fluence est le nombre de neutrons reçus par unité de surface.

[3] La ténacité est la capacité d'un matériau à résister à la propagation d'une fissure.

[4] VDn : N^{ième} visite décennale des réacteurs.

[5] RCC-M : Règles de Conception et de Construction des Matériels Mécaniques des îlots Nucléaires des REP.

résultats d'essais de ténacité pour différents types d'éprouvettes à des températures d'intérêt dans le domaine de transition fragile-ductile de l'acier des cuves n'a pas mis en exergue d'incohérence au regard de la valeur minimale de ténacité observée expérimentalement. **La Direction de l'expertise en sûreté estime que des justifications complémentaires sont nécessaires pour les matériaux irradiés, ce à quoi EDF s'est engagé.**

En synthèse, à ce stade, la Direction de l'expertise en sûreté n'a pas identifié d'élément technique de nature à mettre en cause la recevabilité du modèle Beremin industriel.

2.1.2. Adaptation du programme de surveillance des effets de l'irradiation (PSI)

Afin de suivre l'effet de l'irradiation sur les matériaux constitutifs de la cuve, des capsules contenant des éprouvettes du métal de la cuve ont été insérées dans les cuves lors de leur mise en service. Compte tenu de leur localisation, ces capsules sont soumises à un flux neutronique plus important que la paroi des cuves. Dans le cadre du PSI, des capsules sont retirées régulièrement et des essais mécaniques sont réalisés sur les éprouvettes pour vérifier que l'évolution des propriétés mécaniques des matériaux est conforme à celle attendue.

Le PSI actuel doit être adapté, notamment le calendrier de retrait des capsules, pour disposer de capsules permettant d'anticiper l'évolution des propriétés des matériaux pour une durée couvrant les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans. **Les adaptations proposées par EDF n'appellent pas de remarque particulière de la Direction de l'expertise en sûreté. Toutefois, au cours de l'expertise, EDF a indiqué que, pour deux réacteurs de 900 MWe, les éprouvettes disponibles ne permettront pas de disposer des données nécessaires et qu'un plan d'actions est en cours de définition.**

2.1.3. Indexation de la courbe de ténacité avec RT_{T0}

La démonstration d'absence de risque de rupture brutale de la cuve nécessite la connaissance de l'évolution de la ténacité de l'acier en fonction de la température. Cette évolution est définie par la courbe de l'annexe ZG du code RCC-M. Il s'agit d'une courbe générique paramétrée par un indicateur appelé RT_{NDT} qui caractérise la température de transition fragile-ductile de chaque cuve.

EDF propose de modifier l'indexation de la courbe en remplaçant le paramètre RT_{NDT} par un nouveau paramètre appelé RT_{T0} directement établi à partir de résultats d'essais de ténacité réalisés sur des éprouvettes du PSI. Compte tenu de l'absence d'éprouvettes de ténacité prélevées en zone affectée thermiquement lors du soudage, ce changement de paramètre d'indexation ne concernerait que le métal de base et les joints soudés de la zone de cœur.

Le calcul de RT_{T0} intègre des termes spécifiques permettant d'une part de prendre en compte les hétérogénéités de composition chimique de l'acier des cuves et d'autre part des fluences neutroniques représentatives des durées de fonctionnement envisagées par EDF.

L'utilisation d'un nouvel indicateur d'indexation de la courbe de l'annexe ZG n'appelle pas, sur le principe, de commentaire. Toutefois, cette courbe doit présenter un caractère enveloppe et doit couvrir l'ensemble des résultats expérimentaux de ténacité quel que soit l'indicateur d'indexation retenu, sauf si les résultats non couverts sont atypiques.

EDF a vérifié le caractère enveloppe de la courbe de l'annexe ZG du code RCC-M, indexée par RT_{T0}, en utilisant deux bases de données : les résultats de ténacité issus du PSI d'une part et des résultats provenant de programmes expérimentaux sur un acier de cuve ou un acier de composition chimique proche d'autre part. La Direction de l'expertise en sûreté a constaté que la majorité des éprouvettes de ténacité extraites du PSI ne sont pas exploitées. Cette base de données doit donc être enrichie, notamment pour intégrer des résultats à des fluences neutroniques représentatives de durées de fonctionnement supérieures à 40 ans, ce à quoi EDF s'est engagé. Par ailleurs, la Direction de l'expertise en sûreté a relevé que certains résultats provenant de programmes expérimentaux ne sont pas couverts par la courbe de l'annexe ZG indexée par RT_{T0}. Les éléments fournis par EDF n'ont, à ce stade, pas permis de justifier le caractère atypique d'une partie de ces résultats. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF justifie que la formulation de la température d'indexation RT_{T0} assure le caractère enveloppe de la courbe de ténacité de l'annexe ZG du code RCC-M en prenant en compte tous les résultats de ténacité pour lesquels il ne peut pas être montré de façon**

certaine le caractère non-représentatif du comportement de l'acier des cuves (*cf.* recommandation n° 1 présentée en annexe du présent avis d'expertise).

L'acier de cuve comporte des hétérogénéités chimiques appelées « veines sombres », pouvant affleurer en surface interne de certaines viroles de cœur. De plus, des fissurations intergranulaires ont pu être observées lors d'essais de ténacité menés sur l'acier irradié. **Il conviendra qu'EDF confirme, en présence de veines sombres ou en cas de fissurations intergranulaires, l'applicabilité des valeurs de RT_{T0}, ou adapte sa démarche, le cas échéant.**

En synthèse, la Direction de l'expertise en sûreté n'a pas identifié d'obstacle à l'utilisation du paramètre RT_{T0} pour indexer la courbe de ténacité de l'annexe ZG du code RCC-M en lieu et place du paramètre RT_{NDT}. Il appartiendra à EDF, en amont d'une éventuelle application, de préciser les modalités opérationnelles de la démarche pour en assurer le caractère enveloppe.

2.1.4. Chauffage de l'eau de la bâche PTR

Un des leviers identifiés pour augmenter la durée de fonctionnement des cuves est de réduire le choc thermique induit par l'envoi d'eau froide provenant de la bâche PTR[6] vers la cuve en situation accidentelle, en augmentant la température minimale de l'eau de cette bâche requise en exploitation.

Aucune difficulté pour mettre en œuvre ce levier n'est identifiée pour les réacteurs de 900 et de 1300 MWe du palier P'4 qui disposent de moyens de chauffage de l'eau de la bâche PTR. Pour les réacteurs de 1300 MWe du palier P4[7] qui n'en disposent pas, EDF s'est engagé à étudier la faisabilité de mise en œuvre de dispositions permettant le chauffage de l'eau de la bâche PTR à échéance de mi-2030, ce qui est satisfaisant.

Par ailleurs, EDF a précisé en fin d'expertise que, avec les hypothèses et méthodes applicables actuellement, l'augmentation de la température minimale de l'eau de la bâche PTR permettrait d'augmenter la durée de fonctionnement de l'ensemble des cuves des réacteurs du parc au-delà de 80 ans. Cette conclusion d'EDF nécessite toutefois d'être confortée à la lumière de la révision de la formule de fragilisation par l'irradiation des matériaux constitutifs des cuves et de la faisabilité de la modification sur tous les réacteurs. En tout état de cause, la Direction de l'expertise en sûreté souligne l'importance du chauffage de la bâche PTR pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans.

2.1.5. Conclusion

La Direction de l'expertise en sûreté rappelle que la justification de la tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs du parc nucléaire doit s'appuyer sur une démarche prudente et éprouvée.

Pour les cuves dont le pronostic de durée de fonctionnement établi avec les méthodes et les hypothèses actuelles ne permettrait pas de justifier un fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la mise en œuvre de dispositions matérielles permettant de limiter les chargements appliqués sur la cuve, telles que le chauffage de l'eau de la bâche PTR, doit être privilégiée. Dans les cas où cela se révélerait insuffisant, les méthodes examinées ci-dessus pourraient être mobilisées dès lors qu'elles disposeraient d'une maturité suffisante leur conférant un haut niveau de confiance nécessaire pour la justification de la résistance d'un composant non-ruptible.

À cet égard, au stade de la recevabilité, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la méthode d'indexation de la courbe de ténacité minimale à l'aide du paramètre RT_{T0} serait à privilégier compte tenu du fait qu'elle s'appuie sur des grandeurs physiques obtenues à partir de mesures expérimentales sur les matériaux de cuve.

---

[6] Système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines.

[7] Pour les réacteurs du palier N4 qui ne disposent pas de moyen de chauffage de la bâche PTR, EDF a indiqué que l'introduction des grappes Hafnium permettra d'atteindre une durée de fonctionnement de 80 ans pour l'ensemble des cuves.

2.2. LE PUITS DE CUVE

Les puits de cuve sont des ouvrages non remplaçables. Ils sont soumis au flux neutronique issu du cœur du réacteur. Sous l'effet de cette exposition, le béton des puits de cuve est susceptible de s'endommager.

La démarche proposée par EDF consiste tout d'abord à évaluer les déformations de gonflement induites par l'irradiation du béton en fonction du profil de fluence. Ce gonflement engendre des contraintes dans le puits de cuve à partir desquelles EDF évalue l'épaisseur de béton potentiellement endommagé. EDF vérifie ensuite la résistance structurelle des puits de cuve en tenant compte de l'épaisseur de béton dégradé. Cette démarche est déclinée, dans un premier temps, par palier, avec pour premier cas d'application le palier CPY.

La prise en compte d'un seuil en fluence, au-delà duquel le gonflement du béton doit être considéré, constitue une approche cohérente avec les pratiques internationales. Cette approche repose sur des formules empiriques dont la pertinence pourra être confirmée par les résultats obtenus à l'issue des prélèvements du béton des puits de cuve, planifiés par EDF en 2033, sur le réacteur n° 1 du site de Fessenheim (cf. § 4.3.1). La Direction de l'expertise en sûreté souligne l'importance de disposer de ces éléments.

Pour le calcul de la fluence à 80 ans, EDF prend notamment en compte un historique d'irradiation pour chaque tranche, caractérisé par un coefficient de production Kp. **La Direction de l'expertise en sûreté estime qu'EDF devra s'assurer périodiquement que la valeur retenue pour le coefficient Kp utilisé pour le calcul de la fluence à 80 ans reste conservative**.

EDF s'est engagé à compléter sa démarche afin de prendre en compte dans ses études les spécificités des sites. Ces études permettront notamment de justifier la résistance structurelle des puits de cuve en cas de chargement sismique supérieur à celui pris en compte au dimensionnement. **La Direction de l'expertise en sûreté considère cet engagement satisfaisant.**

Le diagnostic établi par EDF pour le palier CPY conclut à la résistance structurelle des puits de cuve jusqu'à 80 ans d'exploitation en considérant de nombreux conservatismes. La Direction de l'expertise en sûreté estime qu'il devra être complété par l'analyse spécifique de la résistance structurelle du béton de la zone des appuis de la cuve, ce à quoi EDF s'est engagé.

2.3. LES ENCEINTES

Dans le cadre de la démonstration de la maîtrise du vieillissement des composants non remplaçables, EDF vérifie l'aptitude des enceintes des réacteurs du parc pour un fonctionnement au-delà de 60 ans, en justifiant que leur comportement mécanique et leur étanchéité restent satisfaisants et que les effets des pathologies du béton sur les ouvrages sont maîtrisés.

Le comportement mécanique des enceintes, qui fait l'objet d'un suivi en continu depuis leur construction, est jugé satisfaisant par EDF compte tenu de l'évolution de leurs déformations, des résultats des épreuves décennales, des inspections visuelles périodiques et des relevés topographiques réguliers. Par ailleurs, EDF pérennise son dispositif de mesure des déformations en remplaçant par anticipation les capteurs défaillants afin de garantir ce suivi pendant toute la durée de fonctionnement.

EDF justifie le comportement mécanique des enceintes en situation accidentelle en se fondant sur des calculs aux éléments finis qui ont été réalisés, à ce jour, pour une durée de fonctionnement de 60 ans au plus. Ces calculs ont permis de définir, pour le suivi en exploitation des enceintes, des valeurs repères de déformation à comparer aux déformations mesurées. Pour la projection du comportement des enceintes au-delà de 60 ans, EDF prévoit de réaliser de nouveaux calculs et de redéfinir, si nécessaire, de nouvelles valeurs repères. La Direction de l'expertise en sûreté estime qu'il conviendra qu'EDF vérifie la cohérence entre les déformations calculées et les déformations mesurées in situ.

L'étanchéité des enceintes est vérifiée à chaque épreuve décennale. Pour les enceintes à simple paroi des réacteurs de 900 MWe, l'exigence d'étanchéité est portée par le liner[8]. Son efficacité est reconnue. EDF considère que son programme de surveillance lui permet de détecter d'éventuels défauts localisés sur le liner et, le cas échéant, de les réparer ; en effet, à ce jour, les dégradations du liner restent limitées. Toutefois, si la durée de fonctionnement des réacteurs est prolongée, des situations de perte d'étanchéité de liner dans des zones difficilement accessibles pourraient se produire. Aussi, la Direction de l'expertise en sûreté encourage EDF à poursuivre ses travaux de recherche concernant les moyens de détection et de réparation des liners.

Pour les enceintes à double paroi des réacteurs de 1300 MWe et du palier N4, l'exigence d'étanchéité est portée par le béton et les peaux composites qui ont été appliquées progressivement à l'intrados, voire à l'extrados, sur certaines enceintes internes. EDF adapte la surface revêtue de chaque enceinte en fonction du taux de fuite mesuré en épreuve. Pour trois enceintes, qui présentent les taux de fuite les plus élevés et une surface revêtue importante, EDF a défini une stratégie particulière de travaux dont l'efficacité ne pourra toutefois être validée qu'à leur prochaine épreuve décennale. De plus, **la Direction de l'expertise en sûreté souligne que, compte tenu du faible retour d'expérience actuel sur le vieillissement des peaux composites installées sur le parc, EDF pourrait être confronté à des travaux de remplacement de grande ampleur si les propriétés des peaux composites se dégradent et ne permettent plus de maîtriser le taux de fuite des enceintes concernées.**

S'agissant de l'effet des pathologies liées à des risques de gonflement interne (RGI) du béton, EDF a mis en œuvre une stratégie de surveillance s'appliquant à tous ses ouvrages, dont l'enceinte de confinement, afin de détecter l'apparition des défauts caractéristiques de ces pathologies et de les suivre selon une périodicité renforcée. À ce jour, les différentes manifestations de pathologies observées ne remettent pas en cause la capacité des ouvrages concernés à respecter les exigences de comportement en situations d'exploitation ou en situations accidentelles. Dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, la Direction de l'expertise en sûreté considère que les cinétiques de gonflement pourraient toutefois s'accélérer et que les effets du gonflement pourraient devenir préjudiciables. À cet égard, EDF a défini un programme expérimental qui doit permettre, à terme, de prédire le comportement des structures en béton précontraint telles que les enceintes. En outre, la réalisation de simulations numériques du comportement des enceintes pour une durée de fonctionnement de 80 ans à échéance de 2029, la poursuite de la veille internationale et les actions de R&D permettront d'anticiper la survenue d'éventuelles difficultés. **La Direction de l'expertise en sûreté constate qu'EDF poursuit ses actions d'amélioration des connaissances afin d'en tirer des enseignements pour un fonctionnement au-delà de 60 ans, tant pour les enceintes que pour les autres ouvrages du parc en exploitation, ce qui est satisfaisant sur le principe.**

Pour ce qui concerne l'effet des pathologies sur le respect de l'exigence de supportage attribuée aux ouvrages en béton armé, des essais d'arrachement réalisés récemment aux Etats-Unis sur des chevilles ancrées dans des éléments affectés de RGI montrent que leur capacité résistante n'est pas remise en cause par la fissuration du béton induite par des niveaux de gonflement importants. **La Direction de l'expertise en sûreté considère ces résultats encourageants. Il conviendrait qu'EDF justifie l'applicabilité de ces résultats au parc nucléaire français.**

3. LES COMPOSANTS DIFFICILEMENT REMPLAÇABLES

3.1. LES COUDES E

Les coudes moulés du circuit primaire principal en acier moulé austéno-ferritique subissent un vieillissement thermique. Ce phénomène se traduit par une diminution de la résistance à la déchirure du matériau.

Conjugué à la présence de défauts de fonderie, le vieillissement thermique conduit, pour certains d'entre eux, à des difficultés de justification d'absence de risque de rupture brutale. EDF a mis en évidence que, avec les méthodes actuellement disponibles, qui assimilent des défauts de fonderie à des défauts de type fissure, certains

[8] Le liner est une peau d'étanchéité en acier située à l'intrados de l'enceinte de confinement des réacteurs de 900 MWe.

coudes E, localisés à l'intérieur du puits de cuve, et donc difficilement remplaçables, présenteront des difficultés de justification dans l'hypothèse d'une prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 60 ans.

De ce fait, EDF propose la mise en œuvre d'une méthode dite $J_{0.2_DF}$ afin de prendre en compte des défauts de fonderie de type retassure[9], plus représentatifs des défauts susceptibles d'être rencontrés dans les coudes moulés. Cette méthode consiste à définir une valeur de résistance à l'amorçage de la déchirure, appelée $J_{0.2_DF}$, adaptée à ce type de défauts. Ceci devrait conduire à une valeur de résistance à l'amorçage de la déchirure supérieure à celle obtenue à partir d'essais sur éprouvettes pré-fissurées (notée $J_{0.2}$). Sur le principe, **la Direction de l'expertise en sûreté considère que la moindre nocivité des retassures peut effectivement être prise en compte dans les analyses mécaniques.** Néanmoins, en cohérence avec le courrier en référence [3], il convient qu'EDF s'assure de l'absence de défauts présentant une nocivité plus élevée que les retassures, comme les criques de solidification[10]. EDF a précisé qu'un examen non destructif ayant pour objectif la détection de tels défauts serait réalisé en cas de recours à la méthode $J_{0.2_DF}$, **ce qui est satisfaisant**.

Pour définir la valeur $J_{0.2_DF}$, EDF procède à une réinterprétation d'essais réalisés à la fin des années 1990 sur des éprouvettes en matériaux vieillis comportant des retassures débouchantes sur trois faces et retient la valeur la plus faible. Les retassures présentes dans les éprouvettes sont d'un niveau de sévérité plus élevé que celui accepté à l'issue des contrôles de fabrication des coudes, **ce qui est satisfaisant.** Un essai réalisé sur une éprouvette de forte épaisseur comportant des retassures ne débouchant que sur une seule face avait toutefois présenté une valeur de $J_{0.2_DF}$ moins favorable qu'attendu au regard du niveau de sévérité des retassures présentes. **Cet essai fera l'objet d'une réinterprétation par EDF, ce qui est également satisfaisant.**

La méthode $J_{0.2_DF}$ n'appelle pas de remarque de principe à ce stade. Toutefois, la Direction de l'expertise en sûreté souligne que les géométries des éprouvettes avec retassures ne sont pas totalement représentatives des composants réels et que le nombre d'essais exploités est limité. En outre, le niveau de vieillissement des éprouvettes testées est sensiblement plus faible que celui anticipé à l'échéance de 80 ans pour les coudes E les plus sensibles au phénomène de vieillissement thermique.

Au cours de l'expertise, EDF a indiqué avoir engagé une étude de faisabilité de réalisation d'essais supplémentaires. La Direction de l'expertise en sûreté souligne l'importance de compléter la base expérimentale afin de renforcer le niveau de confiance dans la méthode $J_{0.2_DF}$ et son paramétrage, notamment pour :

- des retassures ne débouchant que sur une seule face, configuration plus représentative des coudes moulés exploités sur le parc ;
- des matériaux présentant une résistance à la déchirure ductile similaire à celle attendue à 80 ans pour les coudes E en nuance austéno-ferritique les plus sensibles au phénomène de vieillissement thermique.

3.2. LES ÉQUIPEMENTS INTERNES DE CUVE

Les équipements internes (EI) de cuve assurent le positionnement, le maintien et le supportage des assemblages de combustible, la canalisation du réfrigérant primaire, la protection neutronique et thermique de la paroi de la cuve, le guidage supérieur des grappes de contrôle de la réactivité, le positionnement et le supportage de l'instrumentation du cœur ainsi que le supportage des capsules du programme de surveillance de l'irradiation de la cuve.

Le programme d'EDF relatif à la maîtrise du vieillissement des EI de cuve s'appuie sur des actions de recherche concernant le comportement des matériaux sous irradiation ainsi que sur de nombreuses actions de développement de procédés de contrôle et de réparation. Dans son dossier, EDF fait état de plusieurs moyens de contrôle non destructifs, certains étant en cours de développement.

Au regard des difficultés opérationnelles qu'engendrerait un remplacement des EI de cuve (complexité de l'opération, enjeux de radioprotection et de gestion d'un grand volume de déchets fortement irradiants), EDF privilégie une stratégie de surveillance et de réparations ciblées de ces équipements. En l'état actuel des

[9] Une retassure est un manque de métal observé en fonderie.

[10] Une crique de solidification est un défaut pouvant apparaître sous l'effet des contraintes durant la solidification d'une pièce de fonderie.

connaissances sur les mécanismes d'endommagement des EI de cuve, les procédés de réparation disponibles ou pouvant être développés sont adaptés à l'application de cette stratégie.

La stratégie d'EDF est complétée par la prise en compte du retour d'expérience national et international sur ces équipements, la participation à des programmes internationaux de recherche et d'expertise sur des matériaux prélevés sur des réacteurs étrangers, ainsi qu'un programme spécifique d'expertise pour des matériaux prélevés sur les réacteurs du site de Fessenheim (cf. § 4.3.3).

À l'issue de son analyse, la Direction de l'expertise en sûreté n'a pas identifié d'obstacle à une poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans eu égard à l'état actuel des connaissances des mécanismes d'endommagement potentiels et avérés des équipements internes de cuve. Elle souligne l'importance du maintien des efforts engagés par EDF pour assurer la maîtrise du vieillissement de ces équipements.

3.3. LES CÂBLES ÉLECTRIQUES

Le phénomène redouté pour les câbles électriques est une perte de fonctionnalité liée au vieillissement de leurs isolants en matériaux polymères sous l'effet notamment de conditions de fonctionnement dites « contraignantes » en termes de température, d'irradiation et d'humidité.

EDF estime, sur le parc français, à environ 16 200 le nombre de câbles haute tension (HTA) et à environ 1 340 000 le nombre de câbles basse tension (BT). Le remplacement massif de ces câbles est ainsi difficilement envisageable. Pour justifier la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, EDF se fonde sur le retour d'expérience ainsi que sur les résultats des expertises et essais réalisés sur des câbles électriques prélevés sur site et vieillis artificiellement. Sur la base de ces éléments, EDF estime que :

- pour les câbles exploités en conditions d'ambiance non contraignantes, un vieillissement généralisé n'étant pas constaté, un remplacement massif n'est pas attendu ;
- pour les câbles exploités en conditions dites « contraignantes », ces derniers étant en nombre limité et en majorité situés hors du bâtiment du réacteur, leur remplacement éventuel ne devrait pas poser de problème.

Au vu du retour d'expérience des câbles HTA et BT du parc et des résultats des expertises et essais menés sur les câbles prélevés sur site, la Direction de l'expertise en sûreté n'a pas de remarque sur la conclusion d'EDF. Toutefois, celle-ci suppose une absence d'effet « falaise[11] » du vieillissement des isolants jusqu'à 80 ans. À cet égard, EDF prévoit de poursuivre les expertises et essais menés sur des câbles prélevés et vieillis de manière artificielle. EDF développe également un modèle prédictif visant à estimer les effets du vieillissement des câbles jusqu'à 80 ans d'exploitation.

En conclusion, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la démarche déployée par EDF pour les câbles dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans est satisfaisante dans son principe et souligne l'importance de la surveillance en exploitation, ainsi que des expertises et travaux de R&D menés par EDF pour anticiper les actions à mettre en œuvre en cas d'effet « falaise ».

3.4. LES TUYAUTERIES DOUBLES-ENVELOPPES DES CIRCUITS RIS ET EAS[12]

Le système de sauvegarde RIS permet de maintenir l'inventaire en eau du circuit primaire en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire, alors que le système EAS permet d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte et de faire chuter la pression dans l'enceinte. Ces circuits sont susceptibles de véhiculer du fluide primaire en dehors de l'enceinte de confinement et, de ce fait, à la conception, une tuyauterie double-enveloppe en acier au carbone a été installée. Elle entoure une portion de ces circuits jusqu'à la vanne d'isolement située à l'extérieur de l'enceinte de confinement. Une brèche sur la portion non-isolable des tuyauteries RIS ou EAS combinée à une

[11] L'effet « falaise » désigne ici une accélération de la dégradation des caractéristiques d'un câble après un certain temps de vieillissement progressif.

[12] EAS : système d'aspersion dans l'enceinte de confinement, RIS : circuit d'injection de sécurité.

fuite de la tuyauterie double-enveloppe peut potentiellement conduire, par perte de l'inventaire en eau, à un accident avec fusion du cœur et bipasse du confinement.

Lors des essais périodiques, la présence d'eau stagnante, susceptible d'engendrer une perte d'épaisseur par corrosion, a parfois été observée à l'intérieur des tuyauteries doubles-enveloppes sans que la cause ait été identifiée par EDF. Pour certaines de ces tuyauteries, des cinétiques de perte d'épaisseur moyenne depuis leur mise en service ont été évaluées à des valeurs supérieures à 100 µm/an. Ceci a conduit EDF à engager une étude de faisabilité de la réparation ou du remplacement de tronçons de tuyauterie double-enveloppe.

Pour le suivi des tuyauteries doubles-enveloppes, EDF déploie d'une part des mesures d'épaisseur par méthode ultrasonore, d'autre part des contrôles de l'espace annulaire en installant un piquage spécifique permettant l'accès d'un endoscope. Les résultats de certains de ces contrôles ont montré qu'un phénomène de corrosion peut se développer dans des tronçons de tuyauteries présentant pourtant des pentes devant prévenir l'accumulation d'eau et pour lesquelles le risque de perte d'épaisseur avait été écarté jusqu'à présent. **Aussi, EDF s'est engagé à faire évoluer ses programmes de maintenance préventive en prescrivant, pour l'ensemble des tronçons accessibles des tuyauteries doubles-enveloppes, des mesures d'épaisseur par méthode ultrasonore et des contrôles endoscopiques, ce qui est satisfaisant.**

Enfin, les programmes de maintenance préventive indiquent que, en cas d'écoulement d'eau lors des purges, des mesures d'épaisseur et un contrôle endoscopique doivent être réalisés lors de l'arrêt en cours, puis renouvelés au prochain ou second cycle suivant. Si aucun désordre n'est constaté, EDF ne requiert aucun suivi de l'épaisseur de ces tuyauteries doubles-enveloppes sur une durée de dix ans. Compte tenu des incertitudes de mesure de l'épaisseur (de l'ordre de 250 µm) et des cinétiques envisagées (de l'ordre de 100 µm/an), la reconduction du contrôle au bout d'un ou deux cycles ne sera pas en mesure d'identifier une éventuelle perte d'épaisseur. **Ainsi, compte tenu des incertitudes inhérentes à la cinétique du phénomène de corrosion et des performances des contrôles d'épaisseur, la Direction de l'expertise en sûreté recommande, pour l'ensemble des réacteurs de 900 MWe, de 1300 MWe et du palier N4, qu'EDF modifie les programmes de maintenance préventive afin de réaliser, en cas d'écoulement d'eau lors des purges, des mesures d'épaisseur par méthode ultrasonore dans un délai d'environ cinq ans (*cf.* recommandation n° 2 présentée en annexe du présent avis d'expertise).**

Des compensateurs à ondes sont généralement intégrés aux tuyauteries doubles-enveloppes RIS et EAS pour absorber les déplacements résultant de dilatations thermiques. Ils sont principalement constitués d'un soufflet en acier inoxydable austénitique qu'EDF ne considère pas sensible à des mécanismes de corrosion dans les conditions de leur exploitation. La Direction de l'expertise de sûreté considère que ce mode d'endommagement ne peut pas être totalement exclu à ce stade. De plus, la tuyauterie double-enveloppe présente un amincissement important au niveau de la soudure du compensateur et peut être sujette à un couplage galvanique[13]. **EDF s'est engagé à étendre les contrôles endoscopiques à la génératrice inférieure du compensateur et à évaluer la faisabilité de réalisation de mesures d'épaisseur au niveau de la soudure, ce qui est satisfaisant.**

3.5. INCIDENCE DES TASSEMENTS DIFFÉRENTIELS ENTRE OUVRAGES

Des tassements excessifs des ouvrages de génie civil peuvent engendrer des désordres structurels dans ces ouvrages ou des dysfonctionnements pour les matériels qu'ils hébergent. Des tassements différentiels entre ouvrages peuvent en outre induire des endommagements des équipements en interface.

Les ouvrages principaux de chaque tranche disposent de repères altimétriques permettant la mesure des tassements et font l'objet d'un suivi topographique réalisé par EDF depuis leur construction.

Les déplacements au niveau des radiers des ouvrages principaux de chaque tranche ont été extrapolés à 80 ans sur la base des mesures de tassements disponibles, puis comparés aux extrapolations antérieures.

[13] Le couplage galvanique est un phénomène électrochimique qui se produit entre deux métaux différents en contact (en l'occurrence l'acier au carbone de la double-enveloppe et l'acier inoxydable du compensateur), en présence d'oxygène et d'un électrolyte tel que de l'eau. Il peut favoriser localement le phénomène de corrosion.

La Direction de l'expertise en sûreté estime que la méthodologie d'extrapolation des déplacements, les résultats obtenus et les justifications des écarts avec les mesures effectuées sur site sont globalement satisfaisants. Cependant, elle souligne que les écarts constatés entre les extrapolations illustrent le fait qu'elles ne représentent qu'une tendance permettant d'anticiper certains effets, et que seul le suivi périodique des tassements constitue une donnée fiable pour juger de l'évolution des tassements des ouvrages au cours du temps.

Pour ce qui concerne les joints inter bâtiments, EDF s'est engagé à étendre, au palier 900 MWe, les actions réalisées sur les autres paliers, en caractérisant les mastics en place et en vérifiant leur conformité au regard de leur exigence, ainsi qu'à mettre à jour le plan de maintenance. Il s'est également engagé à identifier, sur l'ensemble du parc, les zones pour lesquelles les calfeutrements de joint inter bâtiments présentant une exigence d'étanchéité sont inaccessibles ou difficilement accessibles, et à procéder à leur traitement. La Direction de l'expertise en sûreté estime ces éléments satisfaisants.

L'absence d'impact des tassements différentiels sur le tube de transfert[14] est justifiée par EDF sur la base de la conception et des réglages disponibles, ainsi que des résultats des études de robustesse sismique. Ces justifications n'appellent pas de commentaire de la Direction de l'expertise en sûreté.

Enfin, pour ce qui concerne les autres SSC pouvant être impactés par les déplacements différentiels, EDF n'a pas identifié d'obstacle technique ou technologique susceptible de remettre en cause la possibilité de poursuivre le fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, ce qui est satisfaisant.

4. LES COMPOSANTS REMPLAÇABLES ET LEUR VIEILLISSEMENT

4.1. LES TUYAUTERIES ENTERRÉES

EDF dispose d'une stratégie de maintenance pour les tuyauteries enterrées qui se décline au travers de plusieurs doctrines de maintenance préventive. Elles définissent les contrôles périodiques (inspections et auscultations) à réaliser afin de garantir l'intégrité et l'étanchéité des tuyauteries durant leur exploitation. EDF dispose de plusieurs méthodes pour contrôler, inspecter et rénover les différents tronçons. **Ces points n'appellent pas de remarque de la Direction de l'expertise en sûreté.**

En complément, depuis le 4ème réexamen périodique des réacteurs, pour les tuyauteries enterrées difficilement accessibles, EDF s'appuie sur un programme spécifique, qui comporte quatre phases (analyse des risques, inspection de tronçons représentatifs sur site, diagnostic de leur état, et réparation le cas échéant des tronçons concernés ou similaires). La proportion de dégradations constatées sur les tuyauteries enterrées au cours des VD4 prouvant, selon EDF, que la méthodologie consistant à inspecter une partie du linéaire est suffisante, et aucune réparation n'ayant été jugée nécessaire, cette stratégie sera à nouveau mise en œuvre avant chaque réexamen périodique et ajustée pour assurer l'aptitude des tuyauteries enterrées à remplir leur fonction au-delà de 60 ans. À l'issue de l'expertise, de nombreux éléments de clarification ont été apportés par EDF concernant notamment la phase 1 et le périmètre des tronçons faisant l'objet d'une inspection. EDF a de plus indiqué que la phase 4 comporterait également une phase de diagnostic.

En outre, EDF a pris plusieurs engagements, notamment celui d'étayer le contenu des notes de synthèse de déploiement du programme sur chacun des sites en exploitation qui seront produites dans le cadre des VD5 900, VD5 1300 et VD4 N4 en y intégrant des éléments de compréhension concernant les phases 1, 3 et 4.

La Direction de l'expertise en sûreté considère que les engagements pris par EDF sont satisfaisants dans leur principe. Une attention particulière devra être accordée aux justifications permettant de généraliser les conclusions tirées de l'analyse d'un échantillon de tronçons de tuyauteries à l'ensemble des tronçons d'un réseau.

[14] Le tube de transfert est une traversée d'enceinte entre la piscine du bâtiment réacteur et la piscine du bâtiment combustible, par laquelle transite le combustible neuf ou usé durant les phases de chargement / déchargement du combustible des REP.

4.2. SYSTÈMES, STRUCTURES ET COMPOSANTS DIFFICILEMENT CONTRÔLABLES

Le processus de maîtrise du vieillissement s'appuie sur les fiches d'analyse du vieillissement (FAV), les dossiers d'aptitude à la poursuite d'exploitation (DAPE composants et DAPE de tranche[15]) ainsi que sur les programmes locaux de maîtrise du vieillissement. Chaque mécanisme de vieillissement considéré comme avéré ou redouté qui s'applique à un SSC ou à une zone d'un SSC est suivi par une FAV applicable à un palier de réacteurs. Celle-ci fait l'objet d'un réexamen tous les deux ans pour intégrer notamment les enseignements du retour d'expérience d'exploitation.

Afin de limiter le nombre de FAV similaires, des regroupements de SSC sont effectués par EDF dans une même FAV. Toutefois, le caractère difficilement contrôlable ou non de ces SSC n'est pas une donnée d'entrée de ce processus de regroupement. Ceci ne permet pas d'identifier rapidement les FAV regroupant à la fois des SSC aisément et difficilement contrôlables alors que, pour ces derniers, il pourrait être nécessaire de prévoir, en fonction de leur accessibilité et de leur environnement, des dispositions particulières de contrôle, de maintenance, de réparation ou de remplacement. Aussi, au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à rendre explicite dans les FAV l'information sur le fait qu'elles couvrent ou non des SSC difficilement contrôlables. EDF précise que l'information sera ajoutée dans les FAV au fur et à mesure de leurs ré-interrogations périodiques à partir de janvier 2027.

Par ailleurs, du fait de particularités locales, certains SSC dont le vieillissement doit être maîtrisé ne sont pas suivis au titre des FAV nationales, mais au titre des DAPE de tranche. Afin d'améliorer la boucle de retour d'expérience associé aux éventuelles difficultés de contrôlabilité de ces SSC, EDF s'est engagé à faire évoluer le guide de rédaction des DAPE de tranche afin que ceux-ci intègrent, dès les cinquièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, un bilan des contrôles qui n'auraient pas pu être réalisés du fait de difficultés d'accessibilité, ainsi que la justification de la maîtrise du vieillissement des SSC concernés. Le résultat de ces bilans sera intégré en tant que donnée d'entrée du réexamen des FAV. Selon EDF, cette programmation permettra d'identifier les SSC concernés par des difficultés de contrôles et de définir les dispositions adaptées à mettre en œuvre avant les 60 ans de fonctionnement des réacteurs afin d'assurer, pour ces SSC, la maîtrise du vieillissement.

La Direction de l'expertise en sûreté estime que les évolutions de processus proposées par EDF sont de nature à améliorer la maîtrise du vieillissement en assurant une meilleure identification et prise en compte des SSC non ou difficilement contrôlables au sein des FAV et des DAPE de tranche. EDF devra veiller à assurer une anticipation suffisante des actions à mettre en œuvre sur les SSC non ou difficilement contrôlables (contrôle, maintenance, réparation, remplacement).

4.3. LES PRÉLÈVEMENTS SUR LE CNPE[16] DE FESSENHEIM

L'arrêt définitif du CNPE de Fessenheim permet à EDF d'envisager un programme de prélèvements afin d'obtenir des connaissances supplémentaires sur les propriétés des matériaux vieillis et de renforcer les démarches de justification des composants des réacteurs pour lesquels une poursuite d'exploitation est envisagée. EDF a présenté la démarche qu'il a retenue pour la construction du programme de prélèvements, la liste des prélèvements envisagés et les expertises associées. Ce programme complétera les dossiers à venir pour la justification d'une durée de fonctionnement au-delà de 60 ans. Une vingtaine de thèmes a ainsi été retenue qui couvre aussi bien des matériels mécaniques qu'électriques, et le génie civil. Ces thèmes sont détaillés ci-après.

4.3.1. Prélèvements concernant le génie civil

EDF prévoit le prélèvement de divers éléments en lien avec le génie civil, notamment des dispositifs d'étanchéité à l'eau et du béton ayant subi les conditions d'ambiance thermique ou d'irradiation les plus sévères. Pour EDF, ces prélèvements n'ont pas pour ambition d'apporter à eux seuls la démonstration de la capacité des SSC concernés à fonctionner au-delà de 60 ans, mais d'améliorer les connaissances en termes de vieillissement, et

[15] Ces dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation sont constitués à chaque visite décennale d'un réacteur.

[16] Centre nucléaire de production d'électricité.

notamment de conforter la validation des modèles utilisés par EDF (dont ceux relatifs à l'effet de l'irradiation sur le béton des puits de cuve), de vérifier l'absence de phénomène préjudiciable non connu ou non envisagé à la conception et si nécessaire de requestionner les stratégies de maintenance. En particulier, EDF ne prévoit aucune extrapolation à 60 ans des résultats. **Ces principes n'appellent pas de remarque de la Direction de l'expertise en sûreté.**

Par ailleurs, dans un autre cadre que celui relatif à la durée de fonctionnement au-delà de 60 ans, EDF envisage de réaliser sur le CNPE de Fessenheim des prélèvements sur des chevilles d'ancrage non qualifiées au séisme et présentes également sur d'autres sites en exploitation. EDF définira un programme de prélèvements et d'expertises associées pour juin 2026. **Ce point est satisfaisant.**

4.3.2. Prélèvements sur les gros composants du circuit primaire et la robinetterie

Pour ce qui concerne les gros composants, le programme d'EDF comprend des prélèvements sur la cuve, le pressuriseur et les volutes de pompes primaires. Les prélèvements sur la cuve, permettant la réalisation de différents essais mécaniques, seront réalisés à différentes altitudes de la virole supérieure et permettront de disposer de mesures, complétant les résultats du PSI qui sont tous obtenus en pied de virole. Les prélèvements prévus sur les autres gros composants ont pour objectif de consolider les connaissances relatives au vieillissement thermique des aciers. EDF prévoit aussi le prélèvement de plusieurs organes de robinetterie sur différentes lignes auxiliaires du circuit primaire. Cela permettra d'une part d'identifier d'éventuels signes de fatigue thermique ou de corrosion sous contraintes, d'autre part d'obtenir de nouvelles données de vieillissement et de vérifier l'absence de phénomène non prévu. Ce programme de prélèvements n'appelle pas de commentaire.

Par ailleurs, des résultats d'essais en cours montrent des cinétiques de propagation par corrosion sous contraintes relativement élevées pour des soudures en alliage 152[17]. Au cours de l'expertise, EDF a indiqué qu'il analyserait ces résultats, en présenterait les conclusions courant 2027, et statuerait alors sur l'opportunité de réaliser un prélèvement sur un réacteur du CNPE de Fessenheim. **Ceci est satisfaisant.**

4.3.3. Prélèvements sur les internes de cuve

EDF prévoit, sur les équipements internes de cuve, le prélèvement de la soudure située entre la virole basse et la virole médiane de l'enveloppe inferieure et du métal de base à proximité de cette soudure, de la soudure située entre l'enveloppe inférieure et l'enveloppe supérieure de cœur et du métal de base à proximité de cette soudure, ainsi que de vis d'enveloppe de cœur. EDF prévoit de caractériser les prélèvements et d'évaluer leurs caractéristiques mécaniques. Le programme n'est toutefois pas détaillé en termes de nombre de prélèvements réalisés et d'emplacements choisis. Au cours de l'expertise, EDF a précisé que les vis seront prélevées dans les zones les plus irradiées où le mécanisme d'IASCC[18] est le plus susceptible de se produire.

La Direction de l'expertise en sûreté estime que le programme de prélèvements sur les équipements internes de cuve est satisfaisant sur le principe.

4.3.4. Prélèvements d'éléments en lien avec la maîtrise du risque d'incendie

EDF prévoit de prélever sur le CNPE de Fessenheim divers éléments participant à la sectorisation incendie (calfeutrements de traversées, clapets et portes coupe-feu). Les essais et expertises prévus dans ce cadre visent à améliorer la compréhension du vieillissement de ces éléments en conditions réelles d'exploitation, après 40 ans de fonctionnement, sans prétendre démontrer le maintien de leurs performances au-delà de 60 ans. **La Direction de l'expertise en sûreté considère que les prélèvements prévus peuvent se révéler insuffisants, notamment en termes de représentativité des équipements installés sur l'ensemble du parc, pour apporter la démonstration du maintien des performances des dispositions de protection contre l'incendie au-delà de 60 ans.** Au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à expliciter les actions réalisées et à venir, complémentaires aux prélèvements réalisés sur les réacteurs du CNPE de Fessenheim, qui contribueront à apporter des éléments

---

[17] L'alliage 152 est un métal d'apport principalement composé de nickel et contenant une teneur en chrome importante. Il est utilisé par exemple pour le soudage des pénétrations du couvercle de cuve.

[18] IASCC : Corrosion sous contraintes assistée par l'irradiation.

concernant le maintien dans le temps des performances et le respect des exigences requises au titre de la démonstration de sûreté des différents équipements de sectorisation. **Ceci est satisfaisant.**

EDF s'est aussi engagé à élaborer un catalogue des différentes technologies de portes coupe-feu installées sur les réacteurs. **La Direction de l'expertise en sûreté estime que cet inventaire permettra à EDF de vérifier la représentativité des portes coupe-feu prélevées sur les réacteurs du CNPE de Fessenheim au regard de celles installées sur l'ensemble du parc.** Elle note toutefois que les essais et expertises prévus par EDF sur les portes coupe-feu prélevées ne porteront pas sur leur tenue à la pression. **À ce titre, il appartiendra à EDF d'apporter la justification du maintien dans le temps de la tenue aux effets de pression des portes coupe-feu en cas d'incendie.**

Par ailleurs, aucun prélèvement de câbles électriques vieillis en vue de réaliser des essais en configuration réelle d'incendie n'est jugé nécessaire par EDF. Il a toutefois pris l'engagement d'exploiter les résultats d'essais à venir dans le cadre d'un programme international, **ce qui est satisfaisant dans le principe.**

5. ÉVOLUTION DU PROCESSUS DE MAINTENANCE ET INCIDENCE DE LA MANOEUVRABILITÉ

5.1. LA MAINTENANCE

Dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, EDF a évalué le caractère adapté de son processus de maintenance et proposé des évolutions. En particulier, EDF souhaite remplacer, au cas par cas, la réalisation d'actions de maintenance intrusives systématiques (logique historique) par une démarche de maintenance prévisionnelle[19], qui s'appuie sur les données de fonctionnement des matériels, les pratiques de monitoring, le processus de suivi de tendance, ainsi que sur les récentes innovations en termes de traitement de données. Cette démarche a notamment pour objectif d'éliminer des opérations intrusives inutiles. Elle peut toutefois entraîner la réalisation d'une activité de maintenance supplémentaire pour prévenir la défiabilisation d'un matériel. Sa mise en œuvre est conditionnée à la réalisation d'une analyse de non-régression.

La Direction de l'expertise en sûreté estime que la démarche proposée par EDF doit permettre de déterminer les paramètres pertinents à suivre, les modalités de justification de la disponibilité des matériels tout au long de leur vie, ainsi que de définir des dispositions pour détecter au plus tôt une éventuelle dérive consécutive à la suppression des actions de maintenance systématique. De plus, la Direction de l'expertise en sûreté considère que, avant d'envisager la mise en œuvre d'une maintenance prévisionnelle sur des matériels participant aux fonctions de sauvegarde du réacteur (fonctions supports incluses), EDF devra disposer d'un retour d'expérience significatif d'au moins cinq années de son application sur des matériels présentant des caractéristiques techniques et fonctionnelles comparables.

5.2. INCIDENCES DE LA MANŒUVRABILITÉ SUR LE VIEILLISSEMENT ET L'EXPLOITATION DES INSTALLATIONS

Un réacteur peut être appelé à adapter sa puissance (on parle alors de manœuvrabilité) pour satisfaire l'équilibre entre l'offre (production) et la demande (consommation) au niveau du réseau électrique européen ou pour des raisons de sûreté du réseau. Ainsi, lorsque la production est supérieure à la consommation, le gestionnaire du réseau sollicite une baisse de puissance des réacteurs ou un arrêt afin de contribuer à cet équilibre, la priorité étant généralement donnée sur le réseau à l'évacuation des énergies renouvelables (ENR) non pilotables (éolien et solaire essentiellement). Le développement soutenu des capacités d'ENR nécessite d'adapter les pratiques d'exploitation des réacteurs et d'anticiper les incidences attendues d'un accroissement des besoins de manœuvrabilité, notamment à l'égard du vieillissement des équipements qui seraient alors plus sollicités et de la gestion des effluents générés.

---

[19] Au sens de la norme NF EN 13306, la maintenance prévisionnelle est une « *maintenance conditionnelle exécutée à la suite d'une prévision obtenue grâce à une analyse répétée ou à des caractéristiques connues et à une évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien* ».

Dans le cadre de la présente expertise, EDF a évalué, en retenant des hypothèses sur l'évolution du système électrique européen et la part des ENR sur la base des données disponibles jusqu'en 2023, l'incidence d'une augmentation de la manœuvrabilité à l'horizon 2060-2070 sur la comptabilisation des situations[20], le volume de maintenance des équipements, et la gestion des effluents. En fin d'expertise, EDF a indiqué avoir noté une forte augmentation de la manœuvrabilité depuis 2024 qui l'a conduit à réviser ses évaluations. Les premières reprises d'étude montrent que, avec une augmentation linéaire de la manœuvrabilité de 2025 à 2030, certains réacteurs pourraient atteindre, avant leurs 60 ans de fonctionnement, les limites d'occurrences définies pour certaines situations. Selon EDF, différents leviers devraient permettre de limiter les effets de cette augmentation sur la comptabilisation des situations et sur le vieillissement des équipements. En ce qui concerne la gestion des effluents, des dispositions peuvent également être mises en place pour en maîtriser les effets. **Ainsi, EDF considère que l'impact d'un accroissement des besoins de manœuvrabilité des réacteurs sur la comptabilisation des situations, sur les matériels et sur la gestion des effluents ne constitue pas un sujet pouvant remettre en cause la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans.**

Néanmoins, au regard de l'accroissement de la manœuvrabilité constaté depuis 2024, EDF a lancé début 2026 un « projet Modulation », pour structurer la démarche d'anticipation à moyen terme des besoins de manœuvrabilité, identifier et déployer, lorsque nécessaire, des dispositions d'adaptation techniques ou organisationnelles. Une des premières étapes du projet consistera à consolider les hypothèses à retenir sur l'accroissement à venir des besoins de manœuvrabilité. EDF transmettra à l'ASNR en juillet 2026 le programme de travail associé au « projet Modulation ».

La Direction de l'expertise en sûreté estime que la démarche engagée par EDF dans le cadre de son « projet Modulation » est adaptée. Néanmoins, elle souligne l'importance de consolider les hypothèses retenues dans les études à venir afin de pouvoir anticiper les actions à mettre en œuvre pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs. Par ailleurs, une attention particulière devra être portée sur l'incidence de la manœuvrabilité sur la durée de fonctionnement des composants non ou difficilement remplaçables et sur les équipements dont le remplacement nécessite une anticipation importante.

6. L'ÉVOLUTION CLIMATIQUE

L'évolution du climat est prise en compte dans le cadre des réexamens périodiques des réacteurs des différents paliers et a amené EDF à mettre en place des dispositions d'adaptation des réacteurs du parc en exploitation. Afin de vérifier l'absence d'obstacle à la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans, EDF a effectué des projections climatiques à l'horizon 2070 et a établi un catalogue de dispositions d'adaptation qui pourraient être mises en œuvre sur le parc nucléaire.

6.1. PROJECTIONS CLIMATIQUES

La démarche d'adaptation au changement climatique à long terme d'EDF repose principalement sur :

- la prise en compte du changement climatique via l'approche itérative alliant réexamen périodique (tous les 10 ans) et veille climatique (en continu avec un bilan tous les 5 ans) avec une vision prospective sur 20 à 30 ans ;
- la capacité d'anticipation des évolutions à venir, issue de son expertise scientifique et technique.

Les paramètres hydrométéorologiques retenus pour établir un catalogue des dispositions d'adaptation au changement climatique sont ceux identifiés dans sa démarche de veille climatique comme sensibles au changement climatique, à savoir les températures chaudes de l'air et de l'eau, le niveau marin, les débits bas des rivières (étiages) et les pluies locales. EDF cherche à évaluer l'adaptabilité de ses installations aux évolutions d'aléas prévisibles entre les valeurs retenues dans les référentiels actuels et les niveaux estimés en 2070.

[20] On appelle « situation » une variation des paramètres de fonctionnement de la chaudière nucléaire entraînant une sollicitation mécanique. La conception de l'installation intègre la capacité de celle-ci à accepter un nombre fini de ces situations. La comptabilisation des situations permet à l'exploitant de s'assurer que le nombre de sollicitations subies par l'installation respecte les hypothèses de conception. Le nombre de transitoires acceptables pour certaines parties du circuit primaire est défini à la conception et peut être revu à l'occasion du retour d'expérience ou d'opérations de maintenance ou de remplacement de composants.

Pour les températures de l'air, de l'eau et l'élévation du niveau marin, EDF apprécie les besoins d'adaptation en considérant des résultats moyennés issus de projections climatiques. **Pour les températures de l'air et le niveau marin en particulier, les besoins d'adaptation des installations pourraient rester modérés selon EDF sur cette base. Cependant, la Direction de l'expertise en sûreté n'exclut pas à ce stade des besoins d'adaptation plus importants sur certains sites d'ici 2070.**

Les besoins d'adaptation à des étiages plus sévères que ceux définis dans l'agression « Plus Basses Eaux de Sûreté (PBES) » sont évalués par EDF au regard des tendances observées dans le passé (qui seront prises en compte pour les prochains réexamens périodiques), sans présenter de projections à l'horizon 2070. Au vu des évolutions prévisibles des débits des rivières, la Direction de l'expertise en sûreté considère qu'il est nécessaire d'approfondir l'étude des étiages naturels.

Enfin, pour ce qui concerne les pluies, l'impact du changement climatique sur les cumuls de courtes durées fait l'objet de travaux dans la communauté scientifique et au sein d'EDF ; il est à cet égard nécessaire de poursuivre les efforts pour mieux évaluer l'impact du changement climatique sur les intensités des pluies locales, notamment de courtes durées.

En synthèse, l'approche actuelle d'EDF apporte un éclairage sur l'impact du changement climatique à l'horizon 2070 en considérant une gamme de projections climatiques disponibles, sans présenter d'éléments concernant des projections plus pénalisantes, qui auraient pu être envisagées au titre d'études de sensibilité dans le cadre de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans. À cet égard, la Direction de l'expertise en sûreté rappelle que les niveaux d'aléas réévalués dans le cadre de la veille climatique, à l'échéance d'un réexamen, doivent chercher à mieux couvrir la variabilité des projections climatiques.

6.2. DISPOSITIONS D'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE DU VOLET « SÛRETÉ »

EDF a établi un catalogue de dispositions d'adaptation au changement climatique dont la plupart sont déjà déployées sur certains réacteurs du parc en exploitation, déjà mises en œuvre sur des réacteurs à l'étranger, ou utilisées dans l'industrie. Néanmoins, EDF n'a pas vérifié, pour chacun des sites pris séparément, que ces dispositions pourraient être mises en œuvre (aspects logistiques et encombrement), ni justifié qu'elles seraient suffisantes au regard des évolutions possibles du climat. **La Direction de l'expertise en sûreté n'identifie pas à ce stade de difficulté majeure à leur mise en place. Toutefois, elle souligne l'importance de la veille climatique qui devra permettre de caractériser les évolutions du climat et d'anticiper les études des modifications éventuellement nécessaires pour y faire face, notamment en cas d'accélération des tendances.**

De plus, en ce qui concerne les températures élevées de l'air, EDF a engagé un programme de recherche et développement pour réduire les incertitudes associées aux résultats des études thermiques, ce qui permettra selon lui d'affiner les besoins d'évolution des installations. La Direction de l'expertise en sûreté estime que les actions engagées par EDF sont adaptées.

7. CONCLUSION

Dans la perspective de la poursuite du fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation au-delà de 60 ans, la Direction de l'expertise en sûreté a examiné les éventuels obstacles et les sujets techniques majeurs qu'EDF devra traiter.

La Direction de l'expertise en sûreté considère que les actions d'amélioration des connaissances menées par EDF sur les mécanismes de dégradation s'appuyant sur le REX international, des programmes de recherche ou de prélèvements sur le site de Fessenheim, le développement ou l'amélioration de moyens d'examens non destructifs ainsi que l'évolution du processus de maintenance sont de nature à améliorer la maîtrise du vieillissement des SSC.

Pour ce qui concerne les SSC non ou difficilement remplaçables, l'examen a notamment porté sur la recevabilité de nouvelles méthodes de justification de la tenue en service de la zone de cœur des cuves et des coudes E du circuit primaire principal. La Direction de l'expertise en sûreté n'a pas identifié, à ce stade, d'éléments de nature à mettre en cause les principes de ces méthodes. Toutefois, il conviendra qu'EDF apporte des éléments

complémentaires en vue de leur éventuelle mise en œuvre en tenant compte notamment de la recommandation formulée en annexe. Par ailleurs, la Direction de l'expertise en sûreté considère que le suivi des tuyauteries doubles-enveloppes des circuits RIS-EAS nécessite d'être amélioré, ce qui fait également l'objet d'une recommandation.

EDF a mis en œuvre une démarche d'anticipation à moyen terme des besoins de manœuvrabilité afin d'identifier et de déployer, lorsque nécessaire, des dispositions d'adaptation techniques ou organisationnelles. Une attention particulière devra être portée à l'incidence de la manœuvrabilité sur la durée de fonctionnement des composants non ou difficilement remplaçables et sur ceux dont le remplacement nécessite une anticipation importante.

Enfin, EDF a effectué des projections climatiques à l'horizon 2070 et a établi un catalogue de dispositions d'adaptation qui pourraient être mises en œuvre de façon plausible sur le parc nucléaire. La Direction de l'expertise en sûreté n'identifie pas à ce stade de difficulté majeure à leur mise en place, mais souligne l'importance de la veille climatique qui devra permettre de caractériser les évolutions du climat et d'anticiper les études des modifications éventuellement nécessaires pour y faire face, notamment en cas d'accélération des tendances.

En conclusion de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté n'a pas identifié à ce stade d'obstacle à la poursuite du fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation au-delà de 60 ans, mais souligne l'ampleur des actions qui restent à mener par EDF pour la justification de la maîtrise du vieillissement des réacteurs.

Pour le Directeur de l'expertise en sûreté

Thierry PAYEN

Adjoint au Directeur de l'expertise en sûreté

SIGNATURE ÉLECTRONIQUE ASNR

Thierry PAYEN
2026.06.11
11:25:03
+02'00'

ANNEXE

Recommandations de la direction de l'expertise en sûreté

Recommandation n° 1

La Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF justifie que la formulation de la température d'indexation RT_{T0} assure le caractère enveloppe de la courbe de ténacité de l'annexe ZG du code RCC-M en prenant en compte tous les résultats de ténacité pour lesquels il ne peut pas être montré de façon certaine le caractère non-représentatif du comportement de l'acier des cuves.

Recommandation n° 2

Compte tenu des incertitudes inhérentes à la cinétique du phénomène de corrosion et des performances des contrôles d'épaisseur, la Direction de l'expertise en sûreté recommande, pour l'ensemble des réacteurs de 900 MWe, de 1300 MWe et du palier N4, qu'EDF modifie les programmes de maintenance préventive afin de réaliser, en cas d'écoulement d'eau lors des purges, des mesures d'épaisseur par méthode ultrasonore dans un délai d'environ cinq ans.