



PERSPECTIVES DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS D'EDF AU-DELÀ DE LEURS 60 ANS

Rapport d'instruction
en vue de la consultation du public
sur le projet d'avis de l'ASN

TABLE DES MATIÈRES

1. LE CONTEXTE DE LA DÉMARCHE D'EXAMEN DES PERSPECTIVES DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS D'EDF AU-DELÀ DE LEURS 60 ANS	3
1.1. L'importance d'anticiper la durée de fonctionnement des réacteurs	3
1.2. Une demande récurrente de la société civile.....	5
1.3. L'instruction de l'ASNR	6
2. LE DIALOGUE AVEC LA SOCIÉTÉ MENÉ PAR L'ASNR.....	7
2.1. L'organisation du dialogue.....	7
2.2. La synthèse des échanges avec la société.....	9
3. LA PRISE EN COMPTE DU VIEILLISSEMENT DANS L'EXPLOITATION DES RÉACTEURS.....	13
3.1. La démarche d'EDF de maîtrise du vieillissement des structures, systèmes et composants	13
3.2. La démarche d'EDF de maîtrise du risque d'obsolescence	13
3.3. Les évolutions de la politique de maintenance envisagées par EDF	14
3.4. Les prélèvements réalisés sur les réacteurs de Fessenheim	14
4. LES COMPOSANTS ET OUVRAGES NON REMPLAÇABLES OU DIFFICILEMENT REMPLAÇABLES POUVANT CONDITIONNER LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT	16
4.1. La cuve.....	16
4.2. Les coudes moulés du circuit primaire.....	23
4.3. Le puits de cuve	26
4.4. Les internes de cuve.....	27
4.5. L'enceinte de confinement	28
4.6. Les tuyauteries particulières.....	30
4.7. Les câbles électriques	32
5. L'IMPACT DE L'ACCROISSEMENT DE LA MODULATION DE PUISSANCE SUR LE VIEILLISSEMENT DES INSTALLATIONS	33
6. L'INCIDENCE DU CHANGEMENT CLIMATIQUE.....	35
7. LA CONCLUSION DE L'ANALYSE	41

1. LE CONTEXTE DE LA DÉMARCHE D'EXAMEN DES PERSPECTIVES DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS D'EDF AU-DELÀ DE LEURS 60 ANS

1.1. L'IMPORTANCE D'ANTICIPER LA DURÉE DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS

Les 56 réacteurs électronucléaires français de deuxième génération¹ ont été mis en service principalement dans les années 1980. Pour la conception de certains de leurs composants, une hypothèse de 40 années de fonctionnement avait été prise en compte.

Depuis, EDF a justifié la possibilité de poursuivre leur fonctionnement au moins jusqu'à 50 ans². Un premier réacteur atteindra cette échéance en 2029.

À l'étranger, une cinquantaine de réacteurs ont franchi le cap des 50 ans. Certains, comme aux États-Unis, ont déjà obtenu l'autorisation de fonctionner jusqu'à 80 ans. En Europe, la Finlande a autorisé des réacteurs jusqu'à 70 ans.

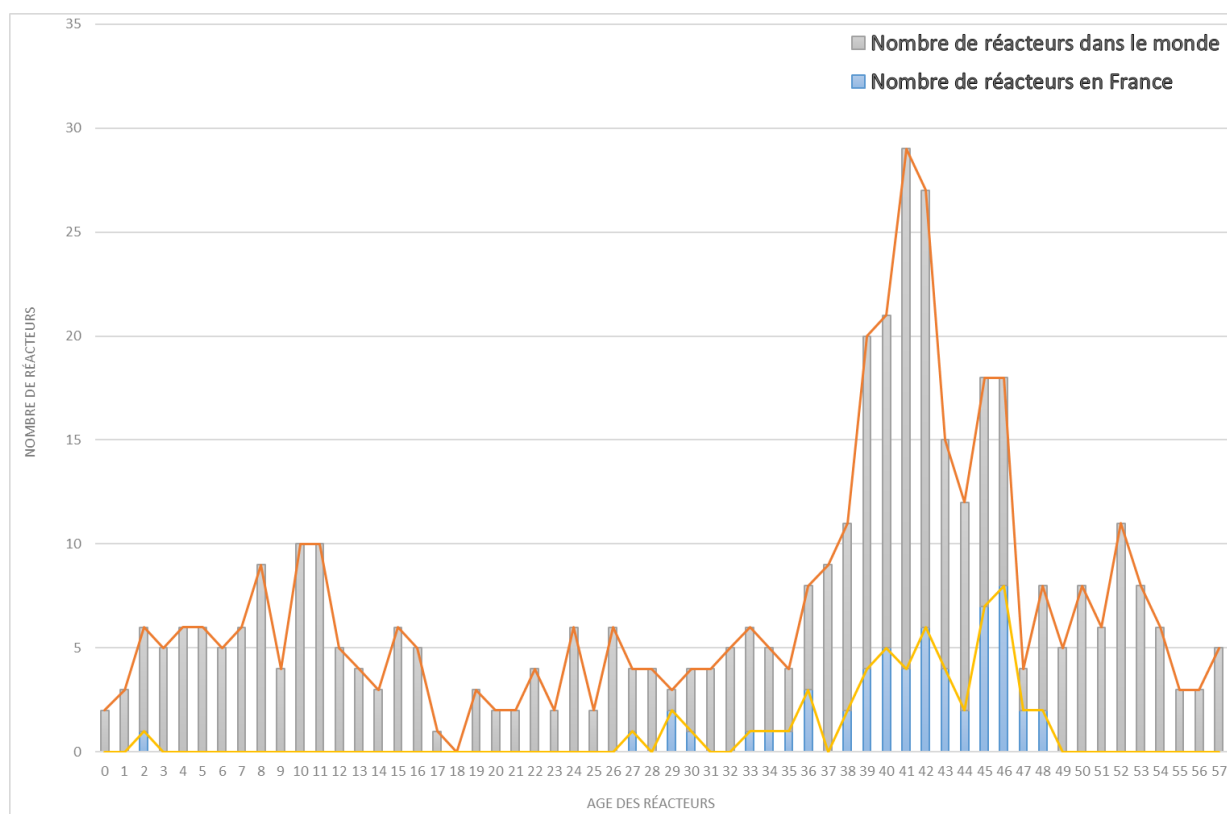


Figure 1 : Nombre de réacteurs dans le monde selon leur âge (source AIEA)

¹ Le réacteur EPR de Flamanville, de troisième génération, a été mis en service en 2024. La conception de certains de ses composants prend en compte une hypothèse de durée de fonctionnement de 60 ans.

² L'expression « 50 ans » correspond à l'échéance du cinquième réexamen périodique, qui intervient après environ 50 ans de fonctionnement, à une date qui dépend de l'historique de démarrage et de fonctionnement de chaque réacteur. De même, l'expression « 60 ans » correspond à l'échéance du sixième réexamen périodique.

Les mises en service des réacteurs français, intervenues selon un calendrier resserré, pourraient conduire, indépendamment des spécificités propres à chaque réacteur, à leur arrêt définitif, sur une période relativement courte.

La loi³ prévoit que l'ASNR prend position tous les dix ans, vis-à-vis de la sûreté nucléaire et de la protection de l'environnement, sur les conditions de la poursuite du fonctionnement de chaque réacteur électronucléaire, à l'issue de son réexamen périodique.

Compte tenu de la durée nécessaire à la construction de nouvelles capacités de production électrique, cet horizon décennal des réexamens périodiques ne permet pas d'appréhender suffisamment en amont les enjeux en matière de sûreté nucléaire et de protection de l'environnement dans la définition de la politique énergétique.

Ainsi, considérant qu'il était important de disposer dès les prochaines années des éléments permettant de justifier, du point de vue de la sûreté nucléaire et de la protection de l'environnement, les hypothèses structurantes qui déterminent le volet nucléaire de la politique énergétique, l'ASN a demandé en 2022 que l'hypothèse d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans et au-delà soit étudiée par EDF, pour en permettre une instruction anticipée approfondie.

L'objectif était d'identifier les éventuels obstacles à une poursuite de fonctionnement et les sujets techniques majeurs qu'EDF devra traiter prioritairement.

EDF a établi en conséquence une feuille de route stratégique pour la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs au-delà de 60 ans. Pour ce faire, elle a identifié les sujets techniques pouvant remettre en cause la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs, ainsi que ceux nécessitant d'être traités, même s'ils ne constituent pas en tant que tels des obstacles.

Cette démarche a été menée en considérant les objectifs de sûreté actuels. Elle ne préempte pas les conclusions des réévaluations de sûreté qui seront réalisées lors des prochains réexamens périodiques. Il s'agit ainsi d'une étape préalable au lancement des travaux portant sur le sixième réexamen périodique des réacteurs. La frise figurant ci-dessous illustre le lien entre cette démarche et les réexamens à venir.

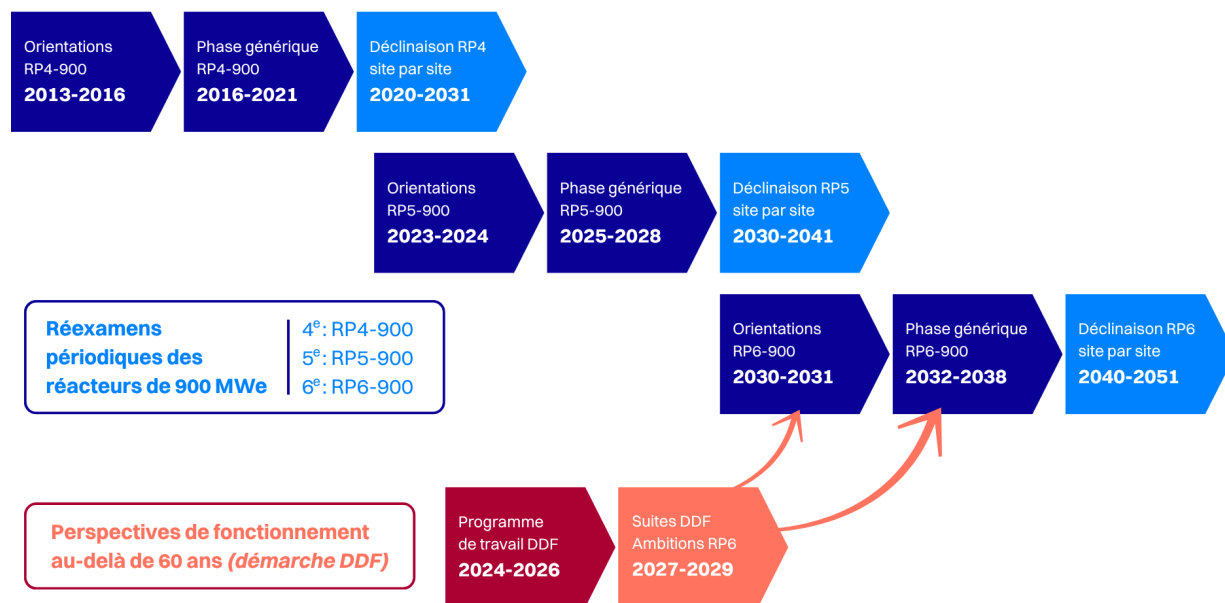


Figure 2 : Frise temporelle des réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe et de la démarche d'examen des perspectives de fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans

³ Articles L. 593-18 et L. 593-19 du code de l'environnement.

LES RÉEXAMENS PÉRIODIQUES

En France, la création d'une installation nucléaire est autorisée par le Gouvernement, après avis de l'ASNR. Cette autorisation est délivrée sans limitation de durée. Toutefois, un réexamen approfondi de l'installation, appelé « réexamen périodique », doit être réalisé tous les dix ans pour évaluer les conditions de la poursuite de fonctionnement de l'installation pour les dix ans qui suivent.

Au cours des réexamens périodiques, l'exploitant doit s'assurer que le fonctionnement de son installation est conforme aux règles de sûreté qui lui sont applicables. Il doit également actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour la sûreté et la protection de l'environnement, 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.

Le quatrième réexamen périodique : des améliorations importantes de la sûreté des réacteurs

Le quatrième réexamen périodique, qui intervient environ 40 ans après la mise en service des réacteurs, se traduit par des améliorations importantes de la sûreté, permettant de rapprocher leur niveau de sûreté de celui des réacteurs de troisième génération. Il permet d'achever également le déploiement du « noyau dur » défini après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima. Des travaux conséquents sont ainsi actuellement réalisés afin d'améliorer la maîtrise des accidents et de rendre les réacteurs plus résilients aux agressions.

Les réacteurs de 1450 MWe, les plus récents, bénéficieront de ces améliorations dès leur troisième réexamen périodique.

Le cinquième réexamen périodique : renforcer la prise en compte des effets du changement climatique

L'ASN a pris position sur les objectifs du cinquième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe en décembre 2024. Ce réexamen portera principalement sur la maîtrise du vieillissement pour un fonctionnement jusqu'à 60 ans et sur les effets du changement climatique.

1.2. UNE DEMANDE RÉCURRENT DE LA SOCIÉTÉ CIVILE

Depuis 2014, l'ASN et l'IRSN, et désormais l'ASNR, dialoguent avec les commissions locales d'information (CLI), leur fédération nationale (l'ANCCLI), des associations et des experts non institutionnels sur les quatrième réexamens périodiques des réacteurs d'EDF, au travers de groupes de travail, de réunions, de séminaires et de dialogues techniques⁴. L'ASN et l'IRSN ont également participé activement à l'organisation de deux concertations menées sous l'égide du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN)⁵.

Dans le cadre de ce dialogue, est apparu rapidement le souhait de plusieurs acteurs de discuter des critères d'arrêt des réacteurs afin de prendre en compte leur vieillissement sans dégrader les marges de sûreté⁶.

Ainsi, dans sa contribution à la consultation sur les orientations du cinquième réexamen des réacteurs de 900 MWe⁷, l'ANCCLI a proposé « *que les acteurs du nucléaire se mettent autour de la table pour penser ces critères d'arrêt de manière concertée* ». Elle indiquait également que « *l'anticipation doit être au cœur des*

réexamens (...) tout en conservant une viabilité économique [des] installations afin [que l'exploitant] ne soit jamais contraint de réaliser un arbitrage financier préjudiciable à la sûreté ».

L'instruction de la feuille de route stratégique d'EDF a permis de faire suite à cette demande récurrente et d'échanger avec la société civile sur la manière dont s'apprécie, du point de vue de la sûreté nucléaire et de la protection de l'environnement, la possibilité de poursuivre le fonctionnement des réacteurs sur le long terme. C'est pourquoi, dans le cadre de sa politique de dialogue avec la société, l'ASNR a souhaité mettre en place une démarche de dialogue avec un triple objectif :

- dialoguer sur les enjeux et l'appréciation de la possibilité de poursuivre le fonctionnement des réacteurs ;
- accompagner la montée en compétences réciproque ;
- enrichir l'expertise, l'instruction et les positions de l'ASNR.

La synthèse de cette démarche de dialogue figure en partie 2 de ce rapport.

⁴ Voir les synthèses des différentes étapes du dialogue autour du [quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe](#) et de [celui des réacteurs de 1300 MWe](#).

⁵ Voir les synthèses des résultats des deux [concertations organisées par le HCTISN](#).

⁶ Voir la [note de positionnement de l'ANCCLI](#) sur les orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, février 2016.

⁷ Voir [l'avis de l'ANCCLI sur le projet de position de l'ASN](#) concernant les orientations présentées par EDF dans le cadre du cinquième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, novembre 2024.

LES GROUPES PERMANENTS D'EXPERTS DE L'ASNR

Les groupes permanents d'experts sont composés de membres nommés en raison de leurs compétences. Ils sont issus de la société civile, notamment d'associations, de laboratoires de recherche universitaires, de bureaux de contrôle, d'institutions (ANCCLI, OPECST), d'organismes d'expertise, d'exploitants concernés par les sujets traités ainsi que d'autorités de sûreté étrangères.

Ils sont consultés à la demande du directeur général de l'ASNR sur la sûreté et la radioprotection des installations et activités relevant de leur domaine de compétence. Ils disposent de rapports présentant les résultats des expertises et émettent un avis assorti éventuellement de recommandations. L'avis des groupes permanents d'experts constitue l'aboutissement du travail d'expertise réalisé sur un sujet à forts enjeux.

1.3. L'INSTRUCTION DE L'ASNR

Les services de l'ASNR ont expertisé la feuille de route stratégique et les conclusions d'EDF. Cette expertise a été présentée aux groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires et pour les équipements sous pression nucléaires, qui ont eux-mêmes rendu un avis le 3 juillet 2026. Les avis des services de l'ASNR et des groupes permanents d'experts sont disponibles sur le site Internet de l'ASNR⁸. Sur la base de ces avis et des conclusions du dialogue mené avec la société, l'ASNR prendra position fin 2026 sur les perspectives de poursuite de fonctionnement des réacteurs d'EDF au-delà de leurs 60 ans.

Ce rapport présente le projet de position technique de l'ASNR soumis à la consultation du public. Il porte sur :

- la manière dont EDF prend en compte le fonctionnement à long terme dans l'exploitation de ses réacteurs (partie 3) ;
- les composants et ouvrages non remplaçables ou difficilement remplaçables pouvant conditionner la poursuite de fonctionnement (partie 4) ;
- l'impact de l'accroissement de la modulation de puissance sur le vieillissement des installations (partie 5) ;
- l'incidence du changement climatique (partie 6) ;
- les conclusions de l'ASNR et les travaux qu'EDF doit encore mener pour constituer une démonstration de sûreté qui pourra être valorisée lors des prochains réexamens périodiques de ses réacteurs (partie 7).

LES ENSEIGNEMENTS DU SÉISME DU TEIL

L'analyse de l'ASNR n'a pas porté sur les enseignements du séisme intervenu le 11 novembre 2019 sur la commune du Teil, à 15 km de la centrale nucléaire de Cruas. Comme l'ASN l'a indiqué dans son avis du 13 juin 2023⁹, EDF a engagé des investigations sur le terrain afin de mieux caractériser la géologie autour du site de Cruas. Les analyses d'EDF sont encore en cours.

Compte tenu des enjeux associés pour la poursuite de fonctionnement des réacteurs de ce site, ce sujet fera l'objet d'une instruction spécifique de l'ASNR. L'ASNR prévoit de prendre position en 2029.

⁸ Avis d'expertise n° 2026-00063 du 11 juin 2026 des services de l'ASNR et avis n° CODEP-DFP-2026-040302 du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires et du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires émis à l'issue de leur réunion des 25 et 26 juin 2026.

⁹ Avis n° 2023-AV-0420 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 13 juin 2023 sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires d'EDF jusqu'à leurs 60 ans.

2. LE DIALOGUE AVEC LA SOCIÉTÉ MENÉ PAR L'ASNR

2.1. L'ORGANISATION DU DIALOGUE

Le dispositif de dialogue mis en place dans le cadre de l'instruction des perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires au-delà de leurs 60 ans a reposé jusqu'à présent sur deux niveaux :

- la constitution d'un groupe pluraliste d'organisation (GPO) ;
- un premier élargissement de la discussion dans le cadre d'ateliers avec les acteurs et les territoires.

Un second élargissement sera constitué par le recueil des contributions du public dans le cadre de la consultation réalisée sur le site Internet de l'ASNR.

Dans un premier temps, l'ASNR a souhaité réunir un groupe pluraliste d'organisation afin d'identifier les enjeux et sujets devant faire l'objet du dialogue avec la société, de définir ses modalités et de les suivre, et de faire le retour d'expérience de la démarche. Ce groupe était composé de membres représentant différentes associations, une organisation syndicale, l'ANCCLI, ainsi qu'EDF et l'ASNR. Il s'est réuni à plusieurs reprises.

La réflexion a été élargie dans le cadre de deux ateliers d'une journée chacun, dans l'objectif de créer un espace de dialogue permettant aux acteurs de la société civile de débattre, non seulement de manière collective, mais également en petits groupes, afin de favoriser la parole de chacun. À cet égard, ces ateliers ont réuni des personnes investies depuis longtemps sur les enjeux de sûreté ainsi que d'autres types d'acteurs (économiques, étudiants) moins impliqués sur ces sujets. L'objectif était d'accroître la pluralité des contributions, tout en

conservant le bénéfice de la montée en compétence acquise depuis la mise en place des dialogues techniques sur les sujets de sûreté nucléaire.

Le premier atelier, tenu au niveau national, s'est déroulé le 16 avril 2026 à Paris. Il a rassemblé 77 participants : des experts non institutionnels, des acteurs économiques, notamment des industries électro-intensives, des étudiants de l'Institut français de géopolitique (IFG), des membres de CLI, de l'ANCCLI et d'associations, et des représentants syndicaux, d'EDF et de l'ASNR.

À l'issue de l'atelier national, la CLIN du Blayais et la CLI de Golfech se sont proposées pour accueillir un atelier territorial le 24 juin 2026, à Bordeaux, et ont contribué à son organisation. Il a rassemblé 50 participants : des membres des deux CLI, de l'ANCCLI, des élus locaux, des acteurs économiques, des étudiants venus de différents cursus, des enseignants, des membres d'associations et des représentants syndicaux, d'EDF et de l'ASNR. L'objectif de ce second atelier était d'inclure une dimension territoriale aux échanges.

À l'issue de ces premières étapes, une consultation ouverte au public sur le site Internet de l'ASNR est organisée sur le projet de position technique de l'ASNR. Elle constitue le second élargissement de la participation du public à ce dialogue. Les modalités d'accompagnement de cette consultation ont été discutées lors d'échanges avec le groupe pluraliste d'organisation. L'ASNR accompagnera cette consultation en organisant un webinaire de présentation et en y versant la synthèse des premières étapes du dialogue.

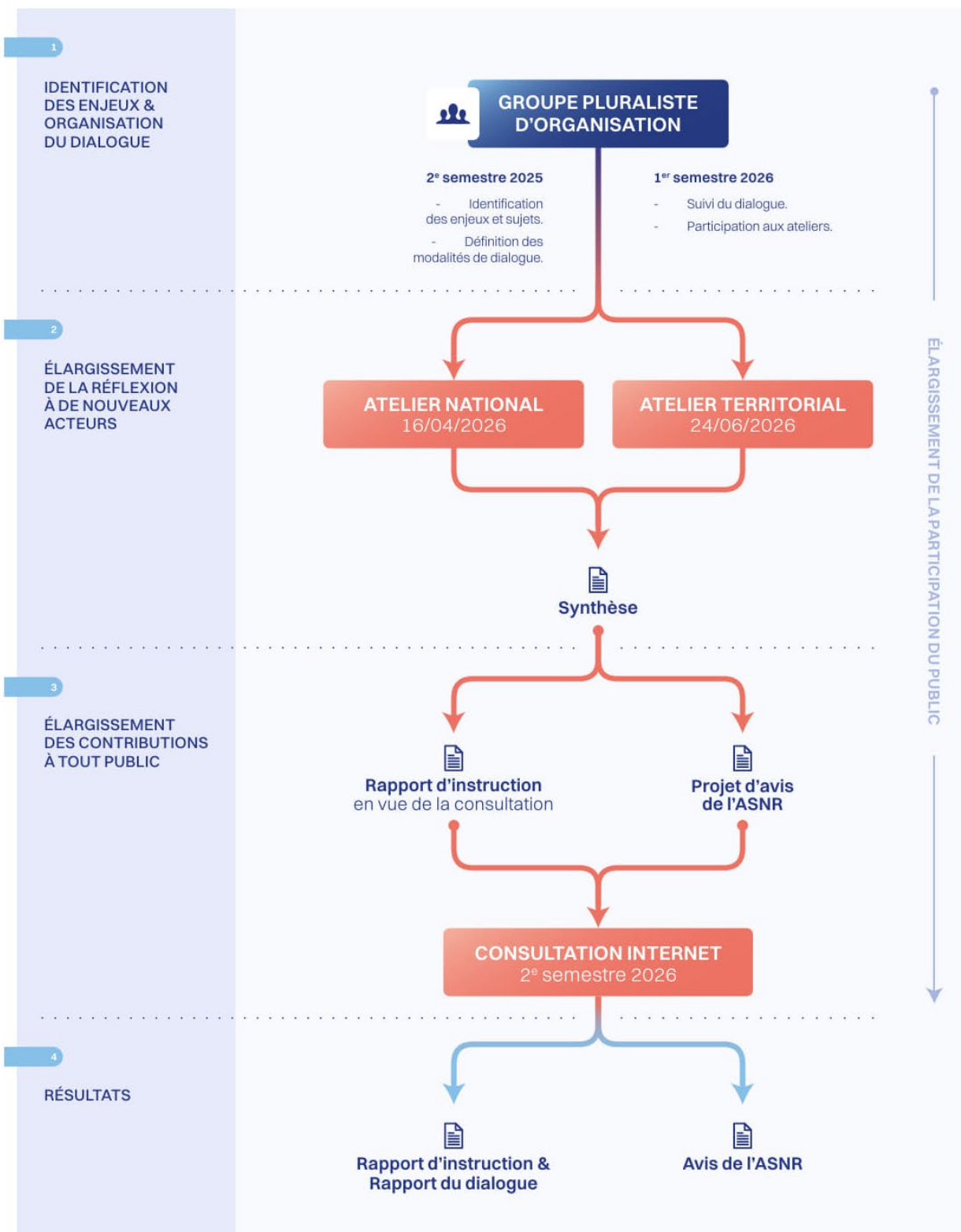


Figure 3 : L'organisation du dispositif de dialogue

LE DÉROULEMENT DES ATELIERS

Les participants ont reçu en amont des ateliers un dossier préparé par EDF. Après une présentation de ce dossier et des enjeux identifiés par l'ASNR pour son instruction, chaque groupe a travaillé dans un premier temps à identifier deux enjeux clés à approfondir durant la journée.

Les après-midis ont été consacrés à des travaux par groupe sur les enjeux clés identifiés le matin, ainsi qu'à deux éclairages de l'ASNR sur la manière dont s'apprécie la possibilité de poursuivre le fonctionnement (existe-t-il des critères immuables d'arrêt définitif d'une installation ?) et sur l'impact du changement climatique.

Chaque temps de travail a fait l'objet d'une restitution collective. Les acteurs étaient également invités à rédiger des contributions individuelles de manière à enrichir les conclusions de l'atelier.

2.2. LA SYNTHÈSE DES ÉCHANGES AVEC LA SOCIÉTÉ

L'ASNR a analysé l'ensemble des échanges issus du dialogue. Elle a regroupé les différents enjeux identifiés et les questionnements des participants autour de dix thématiques :

- la maîtrise du vieillissement des installations (thématique approfondie par quatre groupes) ;
- les enjeux climatiques (thématique approfondie par cinq groupes) ;
- les facteurs sociaux, organisationnels et humains (thématique approfondie par sept groupes) ;
- la sécurisation technique, politique et économique de la production d'énergie électrique (thématique approfondie par huit groupes) ;
- la modulation de puissance des réacteurs (thématique approfondie par trois groupes) ;
- le cadre réglementaire et la gouvernance de la sûreté (thématique approfondie par deux groupes et issue des échanges collectifs) ;
- la gestion du combustible et des déchets radioactifs (thématique approfondie par un groupe) ;
- la transparence et la participation du public (thématique approfondie par un groupe et issue des échanges collectifs) ;
- les agressions d'origine externe et les impacts sur l'environnement (thématique issue des échanges collectifs) ;
- les pratiques des autres pays (thématique issue des échanges collectifs).

Ces thématiques ne relèvent pas toutes du champ de compétence de l'ASNR, ni de la démarche d'examen des perspectives de poursuite de fonctionnement des réacteurs d'EDF, qui est centrée sur les enjeux de sûreté nucléaire et de protection de l'environnement.

Elles sont détaillées ci-dessous.

2.2.1. La maîtrise du vieillissement

La maîtrise du vieillissement des installations a fait l'objet de nombreuses réflexions et interrogations, tant

sur le processus lui-même que sur les équipements concernés.

Les réflexions ont principalement porté sur :

- la nécessité d'identifier l'ensemble des facteurs susceptibles de contribuer au vieillissement, notamment l'apparition de nouveaux modes de dégradation, et d'anticiper les phénomènes imprévus, comme l'illustre la découverte depuis 2021 de corrosion sous contrainte dans certaines tuyauteries auxiliaires du circuit primaire ;
- la capacité technologique à suivre et maîtriser les phénomènes de vieillissement ;
- les enjeux liés à l'obsolescence et à l'intégration des innovations, au regard, d'une part, de l'évolution des techniques et des matériaux et, d'autre part, de la disponibilité d'un retour d'expérience suffisant. Les participants ont également souligné l'importance de préserver le tissu industriel et de disposer d'une visibilité à long terme afin de garantir la fourniture des composants susceptibles d'être remplacés. À titre d'exemple, ont été cités les enregistreurs de température et de pression, remplacés par des équipements numériques ;
- l'analyse du vieillissement des matériaux des réacteurs définitivement arrêtés de la centrale de Fessenheim et la possibilité de prendre en compte les enseignements pour les réacteurs actuellement en fonctionnement ;
- l'évolution des connaissances sur les mécanismes de dégradation.

Certains participants se sont également interrogés sur les composants remplaçables mais pour lesquels il est décidé de ne pas procéder au remplacement et sur les composants non contrôlables car non accessibles. Le vieillissement des câbles électriques a par exemple fait l'objet d'un approfondissement par un groupe.

Concernant la cuve, plusieurs interrogations ont été soulevées : la possibilité de prévoir son vieillissement à long terme à partir des éprouvettes d'acier placées à l'intérieur, l'évolution des marges mécaniques sous l'effet du vieillissement, la possibilité d'appliquer un traitement thermique afin de restaurer sa résistance, ou

encore le recours au chauffage de l'eau d'injection de sécurité pour limiter les chocs thermiques.

L'impact de l'utilisation de combustible MOX sur la fragilisation de la cuve a également été questionné.

Concernant le contrôle-commande, les échanges ont porté sur le maintien ou le remplacement complet des dispositifs électromécaniques encore utilisés, ainsi que sur les problématiques d'interaction entre équipements anciens et nouveaux.

2.2.2. Les enjeux climatiques

Les enjeux climatiques ont largement nourri les échanges, notamment sur les impacts des aléas climatiques sur les installations. Du fait de l'intensification des conséquences du réchauffement climatique au cours du temps, les installations nucléaires peuvent être sujettes à davantage d'aléas comme les inondations et les périodes de sécheresse ou de canicule. Cela a suscité plusieurs interrogations concernant :

- l'incidence de la hausse de la température de l'eau des fleuves sur les installations ;
- les effets de cette évolution sur les conditions de travail dans les centrales ;
- les dispositions prévues localement en cas de fortes inondations pour assurer l'acheminement routier du personnel vers les centrales ;
- la disponibilité de l'eau nécessaire pour refroidir le réacteur, notamment en termes de quantité et de température ;
- l'impact du changement climatique sur les risques liés aux tempêtes.

Les participants ont également porté une attention particulière aux impacts des centrales nucléaires sur l'environnement dans un contexte de changement climatique. Plusieurs questionnements ont ainsi été formulés sur les capacités d'entreposage des effluents en situation de baisse du débit du fleuve afin de limiter les concentrations dans l'eau et les impacts sur les territoires.

2.2.3. Les facteurs sociaux, organisationnels et humains

L'importance des facteurs sociaux, organisationnels et humains dans la maîtrise de la sûreté nucléaire a été soulignée et approfondie par plusieurs groupes. Plusieurs se sont interrogés sur la gestion des compétences, tant internes qu'externes, afin de répondre aux besoins de maintenance et de garantir, sur le long terme, la disponibilité des équipements tout en maîtrisant les risques associés.

La maîtrise de la chaîne d'approvisionnement et des prestataires a également été identifiée comme un enjeu important. Plusieurs participants ont insisté sur l'importance d'anticiper les besoins en ressources humaines et en compétences et se sont interrogés sur

le risque de perte de moyens humains ou de savoir-faire. L'impact de l'externalisation de certaines activités a également été questionné : le recours important à des prestataires privés pour certaines tâches pourrait conduire à une perte de compétences internes.

Les échanges ont par ailleurs fait ressortir la complexification de l'exploitation au cours du temps et la nécessité de simplifier les référentiels d'exploitation.

Enfin, certaines spécificités générationnelles ont été abordées, notamment les enjeux de formation et de transmission des savoir-faire aux jeunes générations. La nécessité de maintenir les compétences nécessaires à l'utilisation de technologies anciennes, qui ne sont plus employées dans d'autres secteurs industriels (notamment dans le domaine du contrôle-commande), a été soulignée. Les échanges ont également porté sur l'intégration de technologies innovantes et attractives pour les nouvelles générations, telles que l'intelligence artificielle.

2.2.4. La sécurisation technique, politique et économique de la production d'énergie électrique

Les participants au dialogue ont identifié plusieurs enjeux portant sur la sécurisation de la production d'énergie électrique, sous ses dimensions politique, technique et économique.

Sur le plan politique, les discussions ont porté sur les facteurs susceptibles de faire obstacle à la continuité de la politique énergétique et sur les conditions nécessaires à la stabilité d'une vision industrielle à long terme. Les enjeux de souveraineté énergétique et de composition du mix énergétique ont également été abordés. Dans ce cadre, les participants ont réfléchi à l'étude des alternatives à la poursuite de fonctionnement des réacteurs et à l'articulation de cette poursuite avec la construction de réacteurs EPR2 et le développement d'autres sources d'énergie, notamment les énergies renouvelables.

Sur le plan technique, les échanges ont notamment porté sur la nécessité d'anticiper et de planifier la poursuite de fonctionnement des réacteurs, ainsi que de définir des critères d'arrêt permettant de piloter le calendrier des arrêts futurs. L'objectif évoqué est notamment d'éviter un arrêt sur une courte période de capacités importantes de production et le risque d'être confronté à un « mur du démantèlement » à l'avenir.

Les participants ont également abordé les enjeux liés à l'accès aux matières premières et aux conditions techniques permettant au tissu industriel de maintenir une production d'électricité nucléaire constante sur le long terme.

Sur le plan économique, les participants se sont interrogés sur l'attractivité de la filière et sur les conditions nécessaires à la mise en place d'un socle énergétique durable, bas carbone et compétitif, c'est-à-dire économiquement acceptable au regard des autres options.

Ils ont également souligné l'importance de disposer d'une entreprise de production d'électricité qui ne soit pas conduite à arbitrer entre les impératifs de sûreté et ceux de rentabilité. Enfin, les échanges ont porté sur les besoins de provisionnement nécessaires au financement de la poursuite du fonctionnement des réacteurs.

2.2.5. La modulation de puissance des réacteurs

Les enjeux portant sur la modulation de puissance des réacteurs ont été abordés par plusieurs groupes au cours des ateliers.

Les échanges ont notamment porté sur les connaissances disponibles concernant les conséquences de la modulation sur le vieillissement des infrastructures et des équipements. Certains participants se sont interrogés sur l'impact que pourrait avoir le développement des énergies renouvelables prévu dans le cadre de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie sur les installations nucléaires, notamment en matière d'intermittence.

Enfin, les échanges ont porté sur la prise en compte des sur-sollicitations liées à l'augmentation de la modulation dans les réflexions relatives à la poursuite de fonctionnement des réacteurs. Plusieurs questions ont ainsi été soulevées concernant les risques associés, les possibilités de limiter la modulation afin d'éviter une usure prématurée des installations et les coûts induits par ce phénomène.

Un groupe s'est interrogé sur l'intérêt que pourrait avoir une mise sous cocon de certains réacteurs qui consisterait à les arrêter provisoirement pour pouvoir les redémarrer ultérieurement.

D'autres participants ont questionné la manière de mobiliser un retour d'expérience international pertinent, compte tenu des spécificités de la modulation dans l'exploitation des réacteurs en France par rapport à d'autres pays.

2.2.6. Le cadre réglementaire et la gouvernance de la sûreté

La démarche d'examen des perspectives de fonctionnement des réacteurs d'EDF au-delà de leurs 60 ans a suscité plusieurs interrogations sur son articulation avec les réexamens périodiques. Certains participants ont questionné la pertinence de son caractère global, à l'échelle du parc électronucléaire, limitant la prise en compte des particularités techniques ou géographiques de chaque réacteur.

À cette occasion, le processus de réexamen périodique a également été réinterrogé, notamment sa périodicité et les délais d'instruction de l'ASNR. Certains se sont en particulier questionnés sur la nécessité d'augmenter la fréquence des contrôles en fonction de l'âge des réacteurs.

Plus généralement, certains soulignent l'importance d'avoir un cadre réglementaire et des décisions compréhensibles et applicables pour améliorer l'exploitabilité des réacteurs.

La gouvernance de la sûreté a également soulevé des questionnements : sur l'indépendance de l'ASNR, sur la garantie de transparence à apporter par EDF et l'ASNR, sur les éventuels conflits d'intérêt et sur les pressions qui pourraient éventuellement s'exercer sur l'ASNR.

2.2.7. La gestion du combustible et des déchets

Les participants ont également soulevé des enjeux portant sur la poursuite du fonctionnement des installations de fabrication et de retraitement du combustible, ainsi que sur la gestion des déchets.

Les échanges ont notamment porté sur la production de déchets supplémentaires liée à la poursuite du fonctionnement des installations, notamment du fait du remplacement de certains composants, ainsi que sur les modalités de leur stockage.

2.2.8. La transparence et la participation du public

Dans la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans, des participants ont considéré la transparence et la participation du public comme des conditions préalables à l'adhésion de la population. La prise en compte de l'avis des citoyens a notamment été présentée comme indispensable.

Dans ce cadre, plusieurs questionnements ont émergé, portant notamment sur les risques de contestation du projet, sur les enjeux liés à l'adhésion au principe du recours à l'énergie nucléaire et sur la responsabilité à l'égard des générations futures.

2.2.9. Les agressions d'origine externe et l'impact environnemental

Certains participants ont mentionné les enseignements du séisme intervenu sur la commune du Teil en 2019 et la nécessité qu'ils soient entièrement pris en compte le plus rapidement possible.

Les enjeux des accidents résultant d'actes de malveillance, d'actes de terrorisme ou de guerre ont également été soulevés.

Enfin, certains participants ont proposé d'estimer les rejets d'effluents supplémentaires liés à une poursuite de fonctionnement au-delà de leurs 60 ans, qu'ils soient radiologiques ou chimiques. Concernant ces derniers, ils ont rappelé que les centrales sont également des sites Seveso.

2.2.10. Les pratiques des autres pays

Le retour d'expérience international concernant la poursuite du fonctionnement des réacteurs et le besoin d'en tirer des enseignements ont été évoqués à plusieurs reprises au cours des ateliers. Les participants ont toutefois identifié certaines limites à la comparaison entre pays, liées notamment aux différences de modalités d'exploitation des réacteurs.

Les participants se sont également interrogés sur l'intérêt de mobiliser des méthodes de calcul ou de démonstration de sûreté utilisées dans d'autres pays. Certains ont exprimé la crainte d'un abandon de l'approche déterministe au profit d'une approche probabiliste.

Plus largement, certains participants ont souhaité l'ouverture d'échanges techniques pluralistes associant des experts nationaux et internationaux issus de différents horizons, afin de comparer les approches retenues dans les différents pays pour envisager la poursuite du fonctionnement des réacteurs français. Cette ouverture a notamment été souhaitée concernant les cuves, pour lesquelles il existe des différences notables d'approche.

3. LA PRISE EN COMPTE DU VIEILLISSEMENT DANS L'EXPLOITATION DES RÉACTEURS

3.1. LA DÉMARCHE D'EDF DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES STRUCTURES, SYSTÈMES ET COMPOSANTS

Comme dans toute installation industrielle, les structures, systèmes et composants des centrales nucléaires sont sujets au vieillissement. Ce vieillissement résulte de phénomènes physiques (corrosion des métaux, durcissement des polymères, durcissement de certains aciers sous l'effet de l'irradiation ou de la température, gonflement de certains bétons, etc.) qui peuvent dégrader leurs caractéristiques en fonction de leur âge et de leurs conditions d'exploitation. Pour surveiller les structures, systèmes et composants concernés, l'exploitant met en œuvre des programmes de maintenance préventive, pouvant conduire, le cas échéant à les réparer ou les remplacer.

Le processus de maîtrise du vieillissement mis en place par EDF s'appuie sur trois axes principaux : l'anticipation des effets du vieillissement dès la conception, la surveillance de l'état réel de l'installation et la réparation ou le remplacement des matériels dégradés par les effets du vieillissement. En particulier, les équipements importants pour la sûreté font l'objet, avant d'être installés, d'un processus de qualification visant à s'assurer de leur capacité à remplir leurs fonctions dans

les conditions correspondant aux situations dans lesquels ils seront nécessaires, en particulier les situations d'accident. Cette qualification, qui prend en compte les phénomènes de vieillissement, est établie sur la base d'une hypothèse de durée de fonctionnement pour chacun des équipements. Lorsque celle-ci pourrait être dépassée, l'exploitant doit vérifier que les équipements demeurent aptes à assurer leurs fonctions pour une durée additionnelle ou procéder à leur remplacement.

La démarche de maîtrise du vieillissement d'EDF repose sur une analyse générique pour chaque type de réacteurs (900, 1300 ou 1450 MWe) du vieillissement et de ses conséquences sur les structures, systèmes et

composants, ainsi que sur une analyse spécifique à chaque réacteur menée principalement à l'occasion de ses visites décennales.

Le processus d'EDF est régulièrement ajusté en fonction des enseignements du retour d'expérience pour en garantir l'efficacité et la pertinence.

Les dispositions mises en œuvre ou prévues par EDF font l'objet d'instructions et d'inspections par l'ASNR afin de s'assurer que les risques associés au vieillissement sont maîtrisés de façon satisfaisante. L'ASNR considère que la démarche mise en œuvre par EDF permet de maîtriser de manière satisfaisante ces risques.

3.2. LA DÉMARCHE D'EDF DE MAÎTRISE DU RISQUE D'OBSOLESCENCE

Le risque d'obsolescence désigne les difficultés liées au maintien dans le temps de l'approvisionnement en pièces de rechange. Maîtriser le risque d'obsolescence est nécessaire à la disponibilité des systèmes importants pour la sûreté des réacteurs et à la protection du patrimoine industriel.

La stratégie mise en œuvre par EDF repose sur deux volets :

- la veille technologique, qui permet d'anticiper les risques en identifiant les pièces qui pourraient ne plus être fabriquées. EDF s'assure notamment que les fournisseurs continueront à maintenir leurs compétences et leur savoir-faire pour pouvoir continuer à fabriquer certaines pièces très spécifiques ;
- le traitement des obsolescences effectivement rencontrées, pour lesquelles EDF dispose de plusieurs possibilités telles que la constitution de stocks, la réparation et le reconditionnement de pièces existantes ou le remplacement par de nouvelles pièces aux fonctionnalités équivalentes.

LE CAS DES COMPOSANTS DIFFICILEMENT CONTRÔLABLES

Dans une centrale nucléaire, certains composants sont difficiles d'accès, notamment en raison de leur emplacement ou des conditions radiologiques environnantes. Cette situation complique leur surveillance et leur maintenance. Pour y remédier, EDF est amenée à adapter localement ses installations en réalisant par exemple des ouvertures sur des locaux borgnes ou des piquages sur certaines tuyauteries afin de permettre une inspection télévisuelle. EDF valorise également dans certains cas des matériels témoins exploités dans les mêmes conditions et qui eux sont accessibles.

Dans le cadre de la poursuite du fonctionnement au-delà de 60 ans, EDF s'est engagée à améliorer la traçabilité des dispositions prévues et effectivement mises en œuvre pour les structures, systèmes et composants difficilement contrôlables, et à mieux prendre en compte les spécificités ou les difficultés rencontrées lors des contrôles.

Dans l'éventualité d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans, EDF rencontrera vraisemblablement un accroissement des cas d'obsolescence. EDF prévoit d'ajuster son processus en fonction de l'évolution du nombre de cas rencontrés et d'adapter les ressources et les outils mobilisés.

Le processus de maîtrise du risque d'obsolescence d'EDF est instruit lors de chaque réexamen périodique et fait l'objet d'un suivi annuel par l'ASNR. L'ASNR considère que la démarche mise en œuvre par EDF permet de maîtriser de manière satisfaisante ce risque.

3.3. LES ÉVOLUTIONS DE LA POLITIQUE DE MAINTENANCE ENVISAGÉES PAR EDF

La fiabilité des matériels et la maîtrise de leur vieillissement dépendent en grande partie de la réalisation d'activités de maintenance. Les volumes de maintenance pourraient avoir tendance à augmenter avec le vieillissement des installations.

Dans le cadre de sa feuille de route stratégique pour la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs au-delà de leurs 60 ans, EDF a présenté les évolutions qu'elle envisage de sa politique de maintenance. EDF vise à remplacer, lorsque cela s'avèrera pertinent vis-à-vis des

modes de défaillance redoutés, la maintenance systématique (fondée sur des périodicités fixes) par une approche prévisionnelle, en exploitant des données mesurées en temps réel et des analyses prédictives. Cette démarche a notamment pour objectif de mieux adapter les activités de maintenance aux évolutions réelles des caractéristiques et des dégradations des matériels, afin d'éviter des opérations intrusives inutiles.

L'ASNR considère que l'optimisation des activités de maintenance doit être réalisée avec prudence. Avant d'envisager la mise en œuvre d'une maintenance prévisionnelle sur des matériels participant aux fonctions de sauvegarde du réacteur, EDF devra disposer d'un retour

d'expérience de son application sur des matériels présentant des caractéristiques techniques et fonctionnelles comparables. EDF s'est engagée à présenter à l'ASNR un premier bilan de la mise en œuvre de cette démarche en 2027.

3.4. LES PRÉLÈVEMENTS RÉALISÉS SUR LES RÉACTEURS DE FESSENHEIM

EDF a engagé un programme de prélèvements sur les deux réacteurs définitivement arrêtés de la centrale nucléaire de Fessenheim. Ces prélèvements seront expertisés en laboratoire, ce qui permettra d'accroître la connaissance sur le vieillissement des matériaux *in situ*, en particulier de ceux difficilement accessibles.

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. Selon EDF, ces prélèvements ont notamment pour objectif de conforter la validation des modèles, de vérifier l'absence de phénomène préjudiciable non connu ou non envisagé à la conception et si nécessaire de questionner les stratégies de maintenance.

Pour ce qui concerne les gros composants du circuit primaire, le programme d'EDF comprend des prélèvements d'échantillons de la cuve, du pressuriseur et de volute de pompe primaire, afin de disposer de mesures pour compléter les résultats du programme de suivi de l'irradiation et consolider les connaissances portant sur le vieillissement thermique des aciers. EDF prévoit également le prélèvement de plusieurs organes de robinetterie pour identifier d'éventuels signes de fatigue thermique ou de corrosion sous contrainte.

À la suite de l'expertise de l'ASNR, EDF s'est également engagée à analyser l'opportunité et la faisabilité de réaliser des prélèvements sur un composant fabriqué dans une nuance particulière d'alliage Inconel, le retour d'expérience international ayant mis en évidence, dans le cadre du programme SMILE¹⁰, des vitesses de propagation de fissures de corrosion sous contrainte plus élevées que ce qui est attendu pour cet alliage.

¹⁰ Le programme SMILE (Studsvik Materials Integrity Life Extension) est un programme international de prélèvements et d'expertise de matériaux vieillissant *in situ*.

Pour ce qui concerne les internes de cuve (voir paragraphe 4.4), EDF prévoit le prélèvement d'échantillons de soudures et du métal de base environnant en vue d'évaluer les caractéristiques mécaniques de ces matériaux. EDF prévoit également le prélèvement de vis dans les zones les plus irradiées, où le mécanisme de corrosion sous contrainte assistée par l'irradiation est le plus susceptible de se produire.

EDF prévoit enfin de prélever et d'expertiser divers éléments participant à la sectorisation contre l'incendie (calfeutrements de traversées, clapets et portes coupe-feu), dont la représentativité pour l'ensemble du parc électronucléaire reste à conforter.

L'ASNR considère que le programme de prélèvements envisagé par EDF sur le site de Fessenheim est globalement adapté. EDF devra s'assurer que la réalisation d'essais sur des câbles électriques prélevés sur le site de Fessenheim ne sera pas nécessaire, compte tenu des résultats d'un programme international en cours sur la combustion de câbles vieilliss.

Par ailleurs, l'ASNR souligne l'intérêt d'observations de terrain portant sur des zones habituellement peu ou non accessibles (joints entre bâtiments, liaison liner-béton, etc.) lors du démantèlement des réacteurs du site de Fessenheim.

4. LES COMPOSANTS ET OUVRAGES NON REMPLAÇABLES OU DIFFICILEMENT REMPLAÇABLES POUVANT CONDITIONNER LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT

4.1. LA CUVE

La cuve, un composant essentiel de la sûreté du réacteur qui contient le combustible nucléaire

Dans un réacteur à eau sous pression (REP), le cœur du réacteur, constitué d'assemblages combustibles, est contenu dans la cuve. C'est un composant de grande dimension, dont la hauteur dépasse 10 m et la masse à vide atteint, selon la puissance du réacteur, 300 à 400 t. Elle est soumise à des contraintes de fonctionnement importantes en situation normale d'exploitation : une température de l'ordre de 300 °C et une pression d'environ 155 bar. Elle peut également être fortement sollicitée lors de certaines situations d'accident, pouvant notamment engendrer un choc thermique froid sur la cuve.

La cuve est constituée de pièces forgées en acier faiblement allié, soudées selon leur circonférence. Sa surface intérieure comporte un revêtement en acier inoxydable déposé par soudage pour protéger l'acier faiblement allié de la corrosion par contact avec le fluide primaire. L'épaisseur de la partie cylindrique de la cuve est de l'ordre de 20 cm. La partie cylindrique de la cuve qui se situe au niveau du cœur est soumise à l'irradiation neutronique résultant de la réaction nucléaire.

Aucune disposition de limitation des conséquences de la rupture d'une cuve ne peut être définie. La démonstration de sûreté doit donc prévoir des dispositions particulièrement exigeantes en matière de conception, de fabrication et de suivi en service de la cuve afin de prévenir sa rupture.

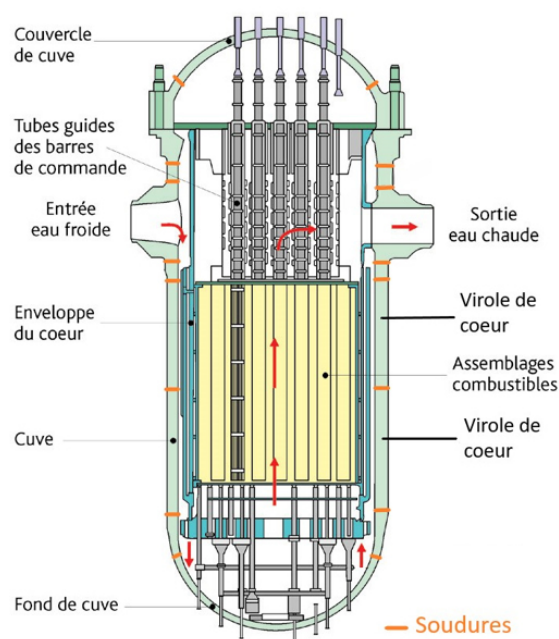


Figure 4 : Coupe verticale d'une cuve de réacteur

Le mécanisme de vieillissement de la cuve et le suivi associé

Le flux neutronique important issu des réactions nucléaires induit un **vieillissement par irradiation** de l'acier, qui devient ainsi plus fragile au cours du temps. C'est le principal mécanisme de vieillissement du matériau des cuves.

LA FRAGILISATION DE L'ACIER DE CUVE

La fragilisation de l'acier des cuves se traduit par une diminution de sa **ténacité**, c'est-à-dire sa résistance à la propagation d'un défaut¹¹.

La ténacité de l'acier varie en fonction de la température. Dans les démarches de démonstration de la résistance à la rupture des cuves, il est donc nécessaire de disposer d'une estimation conservatrice de la ténacité de l'acier en fonction de sa température. Pour cela, les calculs s'appuient sur une courbe de ténacité, qui est indexée sur une **température dite « de transition »**, qui correspond à la transition entre le domaine de comportement fragile de l'acier (où il rompt brutalement sans se déformer, à basse température) et le domaine de comportement ductile (où il se déforme avant de rompre, à haute température). Cette température de transition, propre à chaque acier, peut être déterminée de différentes manières selon le protocole d'essai employé pour la caractériser. Jusqu'à présent, EDF s'est appuyée pour les cuves sur une température de transition appelée RT_{NDT} , qui est déterminée à partir d'essais Pellini¹² et Charpy¹³.

La fragilisation de l'acier conduit à une augmentation de sa RT_{NDT} et par conséquent à une diminution de sa ténacité pour une température donnée, comme illustré par la figure 5.

Le paramètre de premier ordre pour suivre la fragilisation par irradiation de chaque cuve est la **fluence neutronique**, qui correspond au flux neutronique cumulé au cours de l'exploitation du réacteur. La fluence neutronique est liée à la puissance produite et peut être estimée par EDF sur la base de scénarios d'exploitation standards. Sa valeur est recalée sur les données d'exploitation réelles dans le cadre des réexamens périodiques décennaux.

L'augmentation de la RT_{NDT} sous l'effet de la fragilisation par l'irradiation est calculée à l'aide de la formule de fragilisation par l'irradiation (FFI). Cette formule a été établie par EDF sur la base de données expérimentales, à partir de données issues de matériaux soumis à l'irradiation. Cette formule a fait l'objet de révisions régulières pour tenir compte de l'évolution des connaissances disponibles, la formule actuelle étant établie principalement à partir des données issues du programme de surveillance de l'irradiation (PSI) d'EDF. Elle permet de calculer la RT_{NDT} en fonction de la fluence neutronique reçue par la paroi, en tenant compte de la composition chimique de l'acier de chaque cuve, qui influence la cinétique du vieillissement.

La figure 5 illustre l'évolution de la ténacité du matériau des cuves en fonction de la température. L'acier a un comportement fragile à basse température (faible ténacité) et sa ténacité augmente avec la température. L'effet de la fragilisation par l'irradiation est équivalent à un décalage vers la droite de la courbe représentant la ténacité en fonction de la température, illustré par le passage de la courbe noire à la courbe rouge.

Sur cette figure, la courbe bleue illustre l'évolution du facteur d'intensité de contraintes¹⁴ et de la ténacité qui peut être rencontrée au niveau d'un défaut sous revêtement d'une cuve lors d'un choc thermique froid. Cette concentration de contraintes doit rester inférieure à la ténacité qui représente la résistance du matériau. La fragilisation par l'irradiation induit donc une diminution des marges.

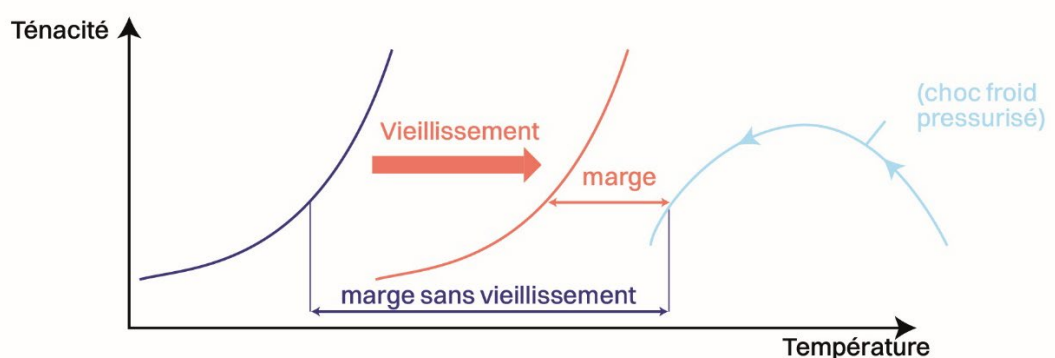


Figure 5 : Évolution de la ténacité d'un acier de cuve en fonction de la température et impact de la fragilisation par l'irradiation

¹¹ Par défaut, on entend différents types d'imperfection de la structure, tels qu'une inclusion, une porosité ou une fissure.

¹² L'essai Pellini est un essai de flexion par choc d'une éprouvette rectangulaire sur laquelle est déposé un cordon de soudure pré-entaillé à la scie.

¹³ L'essai Charpy consiste à mesurer l'énergie absorbée par la rupture d'une éprouvette de section carrée dans laquelle est usinée une entaille.

¹⁴ Le facteur d'intensité de contraintes permet de mesurer l'intensité des contraintes et des déformations au voisinage de la pointe d'une fissure dans un matériau.

Ceci conduit, toutes choses étant égales par ailleurs, à ce que la capacité d'une cuve à résister aux sollicitations thermomécaniques diminue progressivement au fur et à mesure de l'exploitation du réacteur. Pour ralentir ce vieillissement, EDF a optimisé à partir des années 1990 la disposition des assemblages combustibles dans le cœur afin d'éloigner les assemblages les plus irradiants des parois de la cuve. Par ailleurs, EDF introduit actuellement progressivement, en périphérie des cœurs, des grappes fixes, constituées d'un matériau absorbant les neutrons, afin de réduire encore l'irradiation de l'acier.

Le vieillissement des cuves du parc électronucléaire français bénéficie d'une surveillance des effets de l'irradiation afin de vérifier que la dégradation des propriétés mécaniques est correctement anticipée. Il s'agit du programme de surveillance de l'irradiation (PSI). Dans ce cadre, des capsules contenant des échantillons de l'acier utilisé pour leur fabrication ont été placées dans chaque cuve à la mise en service du réacteur. Étant situées plus près du cœur du réacteur que l'acier des cuves, elles subissent un flux plus important qui permet d'anticiper les effets du vieillissement¹⁵. Ces capsules sont régulièrement extraites et leur analyse en laboratoire permet d'accéder au comportement de l'acier de chaque cuve avec une certaine anticipation. À partir des années 2000, EDF a introduit dans la cuve de nouvelles capsules contenant du matériau non irradié afin d'anticiper une poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Les défauts sous revêtement dans les cuves et leur surveillance

Au moment de la fabrication des cuves, la dépose par soudage du revêtement en acier inoxydable de la paroi interne a pu induire lors de son refroidissement des défauts plans, appelés défauts sous revêtement (DSR). Une trentaine de tels défauts sous revêtement ont été identifiés à l'occasion des contrôles réalisés, essentiellement sur les cuves les plus anciennes¹⁶, la technique de dépose du revêtement ayant par la suite été améliorée pour réduire le risque de fissuration.

Les cuves font l'objet d'une surveillance par examen non destructif tous les dix ans, à l'occasion de chaque visite décennale. L'objectif de cet examen est de vérifier, au moyen d'ultrasons, que la taille des défauts sous revêtement mis en évidence par le passé n'a pas évolué sous l'effet des sollicitations liées à l'exploitation, et que de nouveaux défauts ne sont pas apparus dans la zone la plus soumise à l'irradiation.

Les contrôles réalisés sont qualifiés pour garantir la détection de tout défaut de dimension supérieure à 5 mm x 25 mm qui serait situé sous le revêtement de la cuve, dans la zone de cœur.

Un examen visuel interne de toutes la surface de la cuve est également réalisé.

La démarche de justification de la durée d'exploitation des cuves

Les cuves des réacteurs français font l'objet d'une démonstration de leur capacité à résister aux sollicitations qu'elles sont susceptibles de rencontrer dans toutes les situations d'exploitation, normales, incidentelles ou accidentelles. Cette démonstration est mise à jour tous les dix ans lors des réexamens périodiques.

Les situations d'exploitation qui conduisent aux chargements thermomécaniques les plus importants au regard du risque de rupture d'une cuve, compte tenu de la fragilisation de l'acier sous l'effet de l'irradiation et de la présence (potentielle ou avérée) d'un défaut, sont les chocs thermiques froids alors que le réacteur est en pression. Un choc thermique surviendrait en cas de brèche du circuit primaire principal : dans ce cas, pour compenser la fuite et maintenir le refroidissement du cœur, le démarrage du système d'injection de sécurité conduirait à l'injection d'eau froide dans la cuve, et donc des contraintes importantes au niveau de sa paroi.

La démarche de justification des cuves consiste à comparer, au niveau d'un défaut plan, la sollicitation qui résulterait d'un tel choc thermique froid avec la résistance mécanique de l'acier irradié, afin de vérifier que celle-ci est suffisante. Cette démarche de justification prend en compte des hypothèses conservatives au niveau de la taille et de la position des défauts, du vieillissement de l'acier ou encore de la valeur de la sollicitation au niveau du défaut. Des coefficients de sécurité sont également pris en compte dans ces calculs pour tenir compte des incertitudes associées aux différentes hypothèses retenues. Il s'agit donc d'une démarche de justification prudente, en cohérence avec les enjeux de sûreté associés.

Cette démarche est appliquée en considérant à la fois les défauts sous revêtement existants et un défaut plan de référence de 5 mm x 25 mm, correspondant au plus grand défaut non détectable par les contrôles par ultrasons, positionné de la manière la plus défavorable.

Ces calculs sont réalisés afin de justifier la tenue mécanique de la cuve pour les dix années suivant chaque visite décennale, en retenant la fluence neutronique estimée après dix années d'exploitation supplémentaire.

¹⁵ Le facteur d'anticipation dépend de la proximité des capsules par rapport au cœur du réacteur et de la gestion du combustible utilisée. Il varie de 2 à 8 environ selon le modèle de réacteur. À titre d'illustration, les capsules les plus irradiées d'un réacteur de 1300 MWe subissent en dix ans de fonctionnement une fluence équivalente à celle reçue en 20 ans par l'acier de la cuve.

¹⁶ Seules les cuves des réacteurs de 900 MWe et des premiers réacteurs de 1300 MWe sont concernées par la détection de DSR. Ces défauts font plusieurs millimètres de profondeur et de 10 à 20 mm de longueur.

Les projections actuelles de la durée d'exploitation des cuves

En conservant toutes les hypothèses et les coefficients de sécurité de la démarche décrite précédemment, il est possible de calculer la fluence neutronique maximale à partir de laquelle la ténacité de l'acier d'une cuve deviendrait trop faible pour résister aux contraintes en cas de choc thermique froid. En faisant des prévisions sur la fluence neutronique reçue en exploitation, EDF peut estimer la durée résiduelle pendant laquelle elle sera en mesure de justifier la tenue de chaque cuve avec les hypothèses actuelles de la démarche de justification.

Ces projections sont à considérer avec prudence, car elles dépendent des connaissances disponibles, qui restent susceptibles d'évoluer. À titre d'exemple, les prévisions du comportement de l'acier soumis à une fluence neutronique importante devront faire l'objet de confirmations au fur et à mesure de l'exploitation des réacteurs.

De la même façon, ces projections reposent sur l'hypothèse que les résultats des essais non destructifs réalisés sur chaque cuve au moment de sa visite décennale ne mettent pas en évidence de nouveau défaut ou d'évolution des défauts existants.

Les prévisions d'EDF montrent que la démarche actuelle de démonstration ne permet pas de justifier la poursuite de l'exploitation jusqu'à 80 ans d'environ une dizaine de cuves.

Ces conclusions ont conduit EDF à étudier des leviers qui pourraient être mobilisés pour justifier l'aptitude de ces cuves à la poursuite d'exploitation jusqu'à 80 ans.

Leviers envisagés par EDF pour prolonger la durée d'exploitation des cuves

Deux types de leviers peuvent être mobilisés pour justifier une poursuite d'exploitation des cuves :

- **des leviers qui consistent à modifier les installations ou leurs conditions d'exploitation** pour agir physiquement sur les paramètres qui influencent le risque de rupture d'une cuve en situation accidentelle. Ce type de leviers contribuerait, toutes choses égales par ailleurs, à augmenter la marge par rapport au risque de rupture d'une cuve à un instant donné ;
- **des leviers méthodologiques**, qui consistent à affiner les méthodes de démonstration pour réduire certains conservatismes¹⁷ et valoriser des marges qui n'étaient pas prises en compte. De tels leviers peuvent par exemple être acceptables si les conservatismes

correspondants ne sont plus nécessaires en raison du progrès des connaissances sur le comportement des aciers de cuve. Ce type de leviers demande la mobilisation de nouvelles connaissances, afin de mieux expliciter les marges disponibles à un instant donné sans altérer l'objectif visé de prévention du risque de rupture.

Dans sa feuille de route stratégique pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs, EDF présente trois leviers :

- un premier levier impliquant une modification des conditions d'exploitation pour réduire l'amplitude du choc thermique au niveau de la cuve en chauffant le réservoir de stockage de l'eau d'injection de sécurité (bâche du système de traitement et refroidissement d'eau des piscines, PTR), diminuant ainsi les contraintes qui s'exerceraient sur la cuve ;
- deux leviers méthodologiques : le premier consiste à déterminer plus finement la diminution de la ténacité de l'acier d'une cuve donnée en s'appuyant directement sur les résultats d'essais qui seraient réalisables à partir des éprouvettes issues du programme de suivi de l'irradiation de cette cuve (méthode « RT_{T0} »). Le second consiste à évaluer plus précisément, dans l'estimation du risque de rupture, le champ de contraintes au niveau des défauts susceptibles d'être rencontrés dans les cuves (méthode « Beremin industriel »).

Ces leviers consistent donc en des modifications matérielles de nature à augmenter la marge par rapport au risque de rupture, et en la mobilisation de connaissances qui seraient de nature à mieux caractériser la marge disponible, pour s'affranchir de certains conservatismes des méthodes de calcul.

Chauffage de l'eau de l'injection de sécurité afin de réduire l'amplitude des chocs thermiques froids

Afin de réduire les contraintes qui s'exerceraient sur une cuve en cas de choc thermique froid, EDF envisage dans certains cas de chauffer l'eau utilisée pour l'injection de sécurité afin de garantir une température minimale de 20 °C, contre 7 °C actuellement.

Selon les calculs réalisés par EDF, le chauffage de l'eau permettrait de justifier la poursuite de l'exploitation de l'ensemble des cuves de ses réacteurs jusqu'à 80 ans, sans modification d'autres hypothèses de la démonstration. En effet, le chauffage à 20 °C de l'eau de l'injection de sécurité permet une augmentation de la RT_{NDT} maximale admissible d'environ 10 °C, soit l'équivalent de 20 à 25 ans de fonctionnement.

¹⁷ Se dit des hypothèses qui majorent les effets des phénomènes pouvant altérer les performances d'un matériau, d'un équipement ou d'une installation et affecter la sûreté nucléaire.

Un dispositif de chauffage est déjà en place pour tous les réacteurs sous forme de résistances chauffantes pour garantir une température supérieure à 7 °C en hiver, à l'exception des huit réacteurs de 1300 MWe de type P4¹⁸ pour lesquels cette disposition n'est pas utile compte tenu de l'implantation en intérieur des bâches concernées.

Le chauffage de l'eau jusqu'à 20 °C ne présenterait ainsi pas de difficulté de mise en œuvre pour les réacteurs déjà équipés d'un système de chauffage. Trois cuves font d'ailleurs déjà l'objet d'un chauffage jusqu'à 20 ou 25 °C en raison de la présence de défauts sous revêtement ou de difficultés de justification rencontrées lors des derniers réexamens du fait d'une fragilisation plus marquée du métal de cuve.

Pour les réacteurs de 1300 MWe de type P4, EDF s'est engagée à étudier d'ici 2030 la faisabilité d'un chauffage de l'eau.

Méthode « RTT0 » d'estimation de la température de transition entre le domaine fragile et le domaine ductile de l'acier

Dans la démarche actuelle, la diminution progressive de la ténacité des cuves est estimée dans les démonstrations sur la base de la formule de fragilisation par l'irradiation (FFI). Cette formule (cf. encadré p. 17) permet d'accéder en fonction de la fluence neutronique à une valeur de la température de transition entre le domaine fragile et le domaine ductile appelée RT_{NDT} .

Selon EDF, cette démarche fondée sur la valeur de la température RT_{NDT} pénalise dans certains cas l'estimation de la ténacité de l'acier des cuves. En effet, la température de transition RT_{NDT} obtenue par la démarche actuelle peut être nettement plus élevée que la température de transition mesurée directement lors d'essais de ténacité réalisés sur des échantillons de l'acier de cuve irradié.

EDF a donc proposé une méthode qui consiste à changer l'indexation de la courbe de ténacité en retenant une autre estimation de la température de transition, notée RT_{T0} , déterminée directement à partir de mesures de ténacité sur l'acier de cuve irradié contenu dans les capsules de suivi de l'irradiation.

Cette méthode apporterait ainsi deux évolutions par rapport à la démarche de justification actuelle :

- en premier lieu, pour estimer la fragilisation de l'acier d'une cuve, EDF s'appuierait sur des essais réalisés à partir d'échantillons de matériau issus de cette cuve plutôt que sur les données issues de l'ensemble des cuves du parc électronucléaire français. Cette méthode ne peut être mobilisée que si EDF dispose, pour une cuve donnée, d'échantillons de matériau en nombre suffisant dans les capsules du programme de suivi de l'irradiation ;

- par ailleurs, cette méthode permet d'estimer la température de transition de l'acier de cette cuve à partir d'essais de ténacité réalisés sur des échantillons issus des capsules. La température de transition RT_{T0} obtenue à partir de ces essais diffère de la température de transition RT_{NDT} qui est déterminée à partir d'essais de flexion par choc. Selon EDF, l'indexation de la courbe de ténacité du code RCC-M par une température de transition définie directement à partir d'essais de ténacité permet de s'affranchir des conservatismes associés à l'indexation par une température définie à partir d'essais de flexion par choc.

Il convient de noter que cette méthode ne conduit pas systématiquement à des valeurs plus favorables lorsqu'elle est appliquée à l'estimation de la ténacité du métal des joints soudés des cuves.

Méthode « Beremin industriel » de prise en compte de la géométrie des défauts

EDF propose également une seconde évolution méthodologique, qui vise à tenir compte plus précisément de l'état des contraintes à proximité des défauts postulés dans l'estimation de leur nocivité. En effet, la ténacité du matériau des cuves est estimée en utilisant des éprouvettes dont la configuration est de nature à maximiser l'effet des contraintes sur le processus de rupture, la configuration des défauts postulés dans une cuve étant *a priori* moins pénalisante.

La méthode « Beremin industriel » valorise différents travaux de recherche réalisés depuis les années 1980 pour tenir compte de cette différence. Cette méthode permet de tenir compte, en particulier, d'un paramètre appelé **triaxialité des contraintes**, qui caractérise le champ des contraintes dans le matériau au voisinage des défauts étudiés. Elle permettrait donc de tenir compte d'un niveau de triaxialité plus favorable au niveau des défauts des cuves que dans les éprouvettes qui sont utilisées pour déterminer la ténacité du matériau des cuves.

Les paramètres du modèle proposé par EDF ont été établis sur une base de validation comportant près de 200 essais de ténacité.

Examen par l'ASNR des leviers envisagés par EDF

Le chauffage de l'eau d'injection de sécurité ayant déjà été mis en œuvre sur certains réacteurs, les effets de celui-ci sur la démonstration de la résistance à la rupture des cuves ont déjà fait l'objet d'études de la part d'EDF, qui ont notamment été expertisées par l'ASNR dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Ces éléments confirment que le chauffage de l'eau d'injection de sécurité est de nature à diminuer notablement les sollicitations thermomécaniques de

¹⁸ Il s'agit des réacteurs des centrales nucléaires de Flamanville (hors EPR), Paluel et Saint-Alban.

l'acier en cas de situation accidentelle. Le principal enjeu porte sur la mise en œuvre industrielle de ce levier pour les réacteurs de 1300 MWe de type P4, qui ne sont pas déjà équipés d'un système de chauffage.

S'agissant de la méthode RT_{T0} , qui consiste à s'appuyer sur des résultats d'essais sur des éprouvettes issues des matériaux des cuves et qui repose sur un nouvel indicateur de la température de transition de l'acier, l'analyse de l'ASNR a porté à la fois :

- sur les méthodes proposées par EDF pour la réalisation des essais à partir des échantillons de matériau issus des capsules du programme de suivi de l'irradiation des cuves, ces méthodes devant être à la fois robustes par rapport aux incertitudes de mesure inhérentes à ce type d'essais mécaniques, et robustes par rapport aux risques d'inhomogénéité du matériau d'une cuve ;
- sur l'utilisation des résultats issus de ces essais pour indexer la courbe de ténacité utilisée. En particulier, l'analyse de l'ASNR a visé à s'assurer que ce changement de méthode d'indexation permet toujours de s'appuyer sur une valeur de ténacité qui couvre toutes les données expérimentales disponibles, quels que soient la température et le niveau de fragilisation du matériau. À cet égard, l'analyse réalisée par l'ASNR a montré que certaines données expérimentales

n'étaient plus couvertes lorsque la méthode RT_{T0} était utilisée, ce qui nécessite des compléments de justification.

S'agissant de la méthode « Beremin industriel », l'analyse de l'ASNR a porté sur la robustesse du modèle proposé par EDF pour rendre compte de l'état des contraintes au voisinage des défauts étudiés.

L'expertise réalisée par l'ASNR estime que les deux méthodes sont recevables dans leurs principes. Elle a toutefois conduit à identifier plusieurs points sur lesquels elle considère que les justifications soumises par EDF doivent être complétées ou précisées. En particulier, elle interroge le caractère suffisant des données expérimentales sur lesquelles reposeront les dossiers de justification soumis par EDF et l'interprétation de ces données. Il est en effet nécessaire que les méthodes utilisées dans la démonstration de la résistance des cuves, qu'il s'agisse des méthodes actuelles ou de méthodes plus précises, fournissent des résultats en accord avec des données expérimentales représentatives du matériau des cuves et qui rendent compte des incertitudes associées à son comportement.

L'expertise réalisée par l'ASNR suggère également de privilégier, pour les cuves qui présenteraient des difficultés de justification au-delà de 60 ans d'exploitation avec les méthodes actuelles, le chauffage de l'eau d'injection de sécurité, dans la mesure où il s'agit d'un levier permettant d'accroître les marges.

L'AVIS DES GROUPES PERMANENTS D'EXPERTS SUR LES DEUX LEVIERS METHODOLOGIQUES ENVISAGÉS PAR EDF

Dans leur avis du 3 juillet 2026, les groupes permanents d'experts ont considéré :

- en ce qui concerne la nouvelle méthode d'estimation du décalage de la température de transition entre le domaine fragile et le domaine ductile de l'acier :

« Les groupes permanents rappellent qu'un changement d'indicateur d'indexation ne doit pas remettre en cause le caractère enveloppe de la courbe de ténacité [...]. Or, ils relèvent que certains résultats de ténacité ne sont pas couverts par la courbe indexée par le paramètre RT_{T0} et qu'EDF n'a, à ce stade, pas apporté les justifications nécessaires. Aussi, ils recommandent qu'EDF justifie que la formulation du paramètre RT_{T0} assure le caractère enveloppe de la courbe de ténacité [...] en tenant compte de tous les résultats de ténacité pour lesquels il ne peut pas être montré le caractère non représentatif du comportement de l'acier des cuves.

Après examen, les groupes permanents n'ont pas d'objection à une indexation de la courbe de ténacité de l'annexe ZG du code RCC-M par le paramètre RT_{T0} , sous réserve de la prise en compte de la recommandation précédente et de la définition des modalités opérationnelles de la mise en œuvre de cette démarche permettant d'en assurer la robustesse. »

- en ce qui concerne la méthode « Beremin industriel » de prise en compte de la géométrie des défauts :

« Les groupes permanents estiment que la justification [du recours à cette méthode] ne pourra être apportée que de manière empirique. Pour étayer la robustesse de cette démarche empirique, les groupes permanents considèrent qu'EDF devra élargir la représentativité de sa base expérimentale (matériaux, géométries, défauts).

EDF a transmis des éléments pour justifier la pertinence du modèle Beremin industriel en s'appuyant sur une base de données concernant un matériau non irradié de nuance similaire à celle de l'acier des cuves. Les groupes permanents notent qu'EDF s'est engagée à apporter des justifications complémentaires pour les matériaux irradiés.

Après examen, les groupes permanents estiment que la prise en compte de la triaxialité des contraintes est recevable et que la mise en œuvre du modèle Beremin industriel proposé par EDF devra faire l'objet d'un dossier de justification robuste. »

L'expertise note également, parmi les deux leviers méthodologiques proposés, que la méthode RT_{T0} présente l'avantage de s'appuyer sur des grandeurs physiques obtenues à partir de mesures expérimentales sur les matériaux de cuve.

Cette expertise a été présentée aux groupes permanents d'experts pour les réacteurs et pour les équipements sous pression nucléaires (voir encadré). Les groupes permanents d'experts considèrent que les évolutions envisagées par EDF sont de nature, dans leur principe, à permettre d'apporter la démonstration attendue vis-à-vis de l'aptitude à la poursuite d'exploitation des cuves. Ils ont confirmé la nécessité d'apporter des justifications supplémentaires pour la

méthode RT_{T0} et d'élargir la base expérimentale d'essais pour le modèle « Beremin industriel ».

Enfin, les groupes permanents d'experts n'ont pas mis en évidence de leviers à privilégier à ce stade. Ils considèrent que, « dans le cadre des prochains réexamens périodiques des réacteurs dont les cuves présenteraient des difficultés de justification en utilisant la démarche habituelle, EDF devra réexaminer l'ensemble des hypothèses et méthodes utilisées dans la démonstration de résistance à la rupture brutale avant de retenir une évolution d'hypothèse ou de méthode, afin de conserver la robustesse d'ensemble de la démonstration ».

Position de l'ASNR

La cuve du réacteur, qui contient le combustible nucléaire, est un équipement dont la rupture aurait des conséquences inacceptables. La démonstration de l'aptitude à l'exploitation d'une cuve doit donc s'appuyer sur des hypothèses prudentes et éprouvées, qui tiennent compte des différents paramètres qui influencent sa résistance à la rupture, notamment la présence avérée ou hypothétique de défauts et la fragilisation du métal au cours du temps par l'irradiation.

À cet égard, certaines cuves des réacteurs d'EDF sont plus sensibles aux effets du vieillissement. Les prévisions d'EDF montrent que, sans action complémentaire, la démarche actuelle de démonstration ne permet pas de justifier la poursuite de l'exploitation jusqu'à 80 ans d'environ une dizaine de cuves.

EDF envisage en conséquence de mobiliser trois leviers de nature à accroître ou à justifier des marges supplémentaires importantes par rapport aux démonstrations actuelles. Ces marges seraient suffisantes pour justifier la poursuite du fonctionnement de l'ensemble des réacteurs du parc électronucléaire jusqu'à 80 ans au vu des éléments transmis à l'ASNR, en tenant compte de la fragilisation de l'acier par l'irradiation.

L'ASNR considère que les trois leviers proposés par EDF sont recevables, à savoir :

- le chauffage de l'eau de l'injection de sécurité en vue de diminuer l'amplitude des chocs thermiques froids susceptibles de se produire en situation accidentelle. Ce chauffage apparaît comme une disposition apportant des marges de sûreté en réduisant les sollicitations thermomécaniques de l'acier. Il peut être mis en œuvre sur l'ensemble des réacteurs, à l'exception de ceux des réacteurs de 1300 MWe de type P4, pour lesquels EDF prévoit d'étudier la faisabilité des modifications matérielles nécessaires ;*
- deux leviers méthodologiques visant à évaluer plus précisément les caractéristiques de l'acier et les phénomènes mécaniques en jeu. Ils s'appuient sur l'évolution des connaissances disponibles pour estimer plus précisément les marges pour une cuve donnée. Toutefois, l'ASNR note que leur robustesse doit encore être étayée avant de pouvoir considérer leur utilisation comme acceptable dans le cadre d'une démonstration de sûreté. Les compléments attendus devront en particulier démontrer que les prévisions des modèles théoriques employés sont confirmées par des résultats d'essais suffisamment représentatifs.*

Enfin, au-delà des études et projections actuelles, l'ASNR rappelle que la démonstration de l'aptitude à l'exploitation des cuves reste soumise aux résultats des contrôles qui sont réalisés régulièrement, en particulier les essais non destructifs décennaux de leur zone de cœur et les essais mécaniques réalisés sur les éprouvettes issues du programme de suivi de l'irradiation.

4.2. LES COUDES MOULÉS DU CIRCUIT PRIMAIRE

Les coudes moulés

Chaque boucle du circuit primaire des réacteurs d'EDF comprend des coudes, c'est-à-dire des portions courbées de tuyauteries.

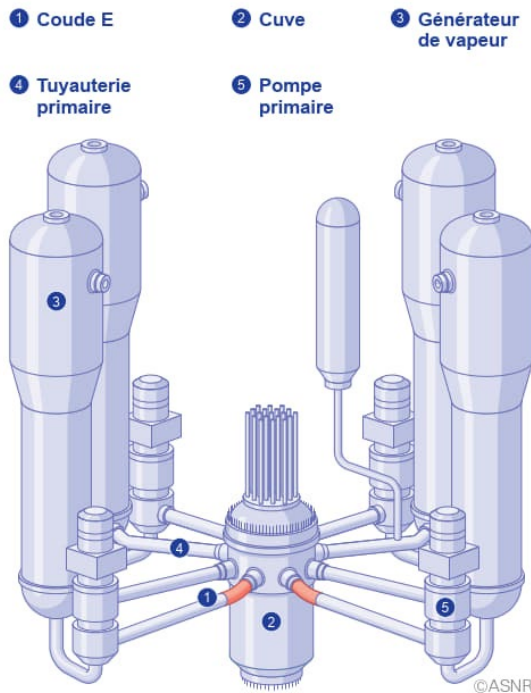


Figure 6 : La localisation des coudes E du circuit primaire. Deux autres coudes sont cachés par la cuve.

Les coudes E sont soudés aux tubulures d'entrée de la cuve. Il y en a trois sur les réacteurs de 900 MWe et quatre sur les réacteurs plus récents. Les coudes E ont été très majoritairement fabriqués par moulage.

En raison de leur position, en cas d'injection d'eau froide par l'injection de sécurité, les coudes E peuvent subir un choc thermique qui conduit à les solliciter fortement. Le maintien de leur intégrité est essentiel à la sûreté des réacteurs.

Les mécanismes de vieillissement des coudes moulés

La ferrite de l'acier des coudes fabriqués par moulage est sujette à un vieillissement sous l'effet de la température d'exploitation du circuit primaire. Ce vieillissement est particulièrement marqué dans le cas des coudes en nuance CF8-M, c'est-à-dire ceux de la plupart des réacteurs de 900 MWe et des trois premiers réacteurs de 1300 MWe de la centrale de Paluel.

Ce vieillissement induit une dégradation des caractéristiques mécaniques de l'acier et notamment une baisse de sa résistance à la rupture.

Ce phénomène était connu à la conception des réacteurs électronucléaires français, mais l'ampleur de la fragilisation du matériau avait été sous-estimée.

Ce vieillissement thermique est induit par un mécanisme complexe qui dépend de la température, de la durée d'exploitation et de la composition chimique de l'acier du coude moulé. Pour des conditions d'exploitation similaires, la sensibilité au vieillissement de chaque coude moulé dépend donc principalement de sa composition chimique.

Les principes de la justification de l'aptitude à l'exploitation des coudes moulés

Le procédé de fabrication par moulage statique peut générer des défauts dans la paroi des coudes, appelés retassures ou criques de solidification. Chaque coude moulé a fait l'objet, à cet égard, de contrôles de fabrication, dans l'objectif d'éliminer les défauts de fonderie qui présenteraient une nocivité excessive. Néanmoins, les opérations de mise en propre du circuit primaire qui avaient précédé la mise en service des réacteurs ont révélé, pour certains coudes, la présence de défauts de dimension notable qui n'avaient pas été éliminés à l'issue des opérations de fabrication.

Ces découvertes ont conduit l'ASNR à considérer que les contrôles de fabrication n'apportaient pas des garanties suffisantes à l'égard de la résistance en service des coudes, l'ampleur du phénomène de vieillissement thermique ayant par ailleurs été sous-estimée au moment de la mise en service des réacteurs du parc électronucléaire. Depuis, ce dernier point a fait l'objet de travaux de la part d'EDF.

Ceci a conduit l'ASNR à demander dès les années 1980 la mise en œuvre d'une démarche de justification prudente de leur aptitude à l'exploitation. Cette démarche, comparable dans ses principes à celle mise en œuvre pour la justification de l'aptitude à l'exploitation des cuves, s'appuie sur des calculs de mécanique de la rupture qui visent à démontrer qu'un défaut qui subsisterait dans la paroi des coudes ne présenterait pas de risque de propagation ou d'instabilité qui conduirait à sa rupture.

Ainsi, dans la perspective de la poursuite du fonctionnement des réacteurs envisagée par EDF, les coudes dont le vieillissement thermique est le plus marqué, en raison de leur composition chimique défavorable, peuvent présenter des difficultés de justification. C'est le cas de quelques coudes E pour lesquels EDF étudie plusieurs solutions.

L'état des justifications actuellement disponibles

Dans sa feuille de route stratégique, EDF dresse l'inventaire des coudes présentant actuellement des difficultés de justification : **quelques coudes sont concernés par un pronostic de durée d'exploitation**

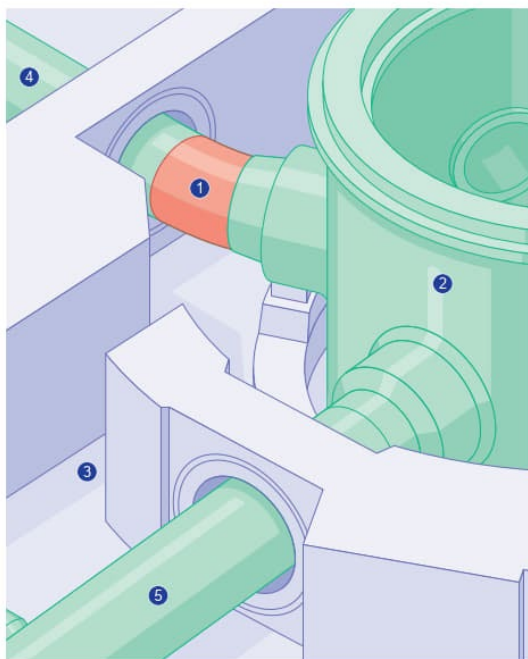
inférieure à 80 ans en considérant l'ensemble des hypothèses des méthodes de justification actuelles. Ce diagnostic d'EDF est toutefois susceptible d'évoluer à court ou moyen terme, dans la mesure où des optimisations des calculs de mécanique de la rupture avec les méthodologies actuelles sont en cours. Ces optimisations concernent en particulier la description des chargements mécaniques qui s'exercent sur les coudes en situation accidentelle. Ces chargements peuvent être affinés dans le but de mieux estimer les marges disponibles et les effets du vieillissement thermique.

Les difficultés de remplacement des coudes E

Le remplacement d'un coude E, qui est soudé à la tubulure d'entrée de la cuve, serait très difficilement réalisable. Comme l'illustre la figure 7, les coudes E se trouvent à l'intérieur de l'enceinte en béton qui constitue le puits de cuve. L'environnement y est très difficile d'accès et très exposé aux radiations.

Sur la base des études réalisées, EDF considère qu'il s'agit d'une opération trop complexe à réaliser et que les coudes E doivent être considérés comme non industriellement remplaçables à ce stade. EDF poursuit néanmoins des travaux de développement, qui pourraient permettre d'envisager un remplacement si les leviers décrits ci-dessous ne permettaient pas de justifier un maintien en exploitation suffisant.

- ① Coude E
- ② Cuve
- ③ Porte d'accès au puits de cuve
- ④ Branche froide
- ⑤ Branche chaude



©ASNR

Figure 7 : L'encombrement autour des coudes E

L'ASNR considère, en tout état de cause, qu'une telle intervention nécessiterait d'être bien maîtrisée pour ne pas laisser la cuve et le circuit primaire dans un état mal caractérisé à l'issue de sa mise en œuvre.

Une alternative, qui consisterait à développer un procédé d'essai non destructif qualifié pour confirmer l'absence de défauts préjudiciables dans les coudes E, est également en cours d'étude. Cet essai non destructif pourrait apporter des éléments contribuant à la justification de la poursuite d'exploitation des coudes concernés. Les défauts détectés qui présenteraient, avant 80 ans d'exploitation, une nocivité excessive devraient alors être éliminés à l'aide d'un procédé de réparation local téléopéré. Cette alternative est également complexe, car la structure de l'acier austéno-ferritique rend difficile la réalisation de contrôles non destructifs suffisamment performants.

Les leviers alternatifs proposés par EDF

Dans un avis de 2023, le groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires avait noté que la démarche de justification actuelle présente des conservatismes qui devraient être investigués :

« En préalable à la considération d'un remplacement d'un coude E, [le groupe permanent] estime que d'autres éléments de la démarche de justification lui paraissent présenter des conservatismes qui doivent être investigués. Ces investigations pourraient, en particulier, porter sur la connaissance par des procédés [d'essais non destructifs] de l'état du matériau, et tenir compte de la moindre nocivité de défauts de fonderie par rapport à celle des défauts plans. »

En conséquence, EDF a présenté à l'ASNR deux méthodes de calcul qu'elle souhaite utiliser de manière complémentaire dans les calculs de résistance mécanique des coudes :

- la méthode « J0,2 DF », établie par EDF pour tenir compte du risque d'amorçage d'une fissure au niveau des défauts de fonderie présents dans les coudes. En effet, ce risque est a priori plus faible pour les défauts de fonderie que pour les défauts « plans » qui sont conventionnellement étudiés. Cette méthode conduit EDF à proposer un facteur de correction à la ténacité du matériau des coudes obtenue par des essais de ténacité conventionnels réalisés sur des éprouvettes fissurées ;
- la méthode dite « Gfr », développée pour étudier de façon plus réaliste la stabilité d'un défaut dans l'épaisseur de la paroi d'un coude, afin d'étudier le risque de propagation instable d'un tel défaut. Les méthodes actuellement employées pour étudier le risque d'instabilité sont en effet limitées, dans la mesure où elles s'appuient sur des données qui rendent compte du comportement du matériau pour de faibles propagations de défauts uniquement.

L'AVIS DES GROUPES PERMANENTS D'EXPERTS SUR LES MÉTHODES PROPOSÉES PAR EDF

Dans leur avis du 3 juillet 2026, les groupes permanents d'experts ont considéré que :

« La méthode $J_{0,2}$ DF proposée repose sur une réinterprétation d'essais réalisés sur des éprouvettes en matériau vieilli comportant des retassures ; elle n'appelle pas de remarque de principe des groupes permanents à ce stade du dossier. Toutefois, les géométries des éprouvettes avec retassures ne sont pas totalement représentatives des composants réels, leur niveau de vieillissement est sensiblement plus faible que celui anticipé à l'échéance de 80 ans et le nombre d'essais exploités est limité. À cet égard, les groupes permanents relèvent qu'EDF a engagé une étude de faisabilité d'essais supplémentaires pour investiguer ces points, ce qui est satisfaisant.

À ce stade, les groupes permanents n'ont pas identifié d'élément technique de nature à mettre en cause la recevabilité de la méthode Gfr, mais notent que des validations complémentaires sont nécessaires. [...]

L'utilisation de cette méthode nécessitera donc, au-delà des travaux de validation, que son cadre d'application soit précisé par EDF et qu'une analyse approfondie en soit menée.

En conclusion, les groupes permanents n'ont pas d'objection à l'utilisation des méthodes décrites ci-dessus sous réserve des compléments de justification et de validation demandés. Ils rappellent toutefois l'importance de disposer d'examen non destructifs permettant de s'assurer de l'absence de défaut débouchant. »

- La méthode Gfr proposée par EDF est plus précise, car elle tient compte de la géométrie de la structure dans laquelle se propage un défaut et de l'énergie dissipée par le processus de fissuration.

- s'agissant de la méthode Gfr, l'analyse de l'ASNR a également porté sur la cohérence entre la méthode proposée et les résultats expérimentaux. Elle a conduit l'ASNR à s'interroger sur les critères qui seraient définis par EDF, si cette méthode était utilisée, pour conclure sur le risque de propagation instable d'un défaut.

L'examen réalisé par l'ASNR

L'analyse des deux méthodes présentées par EDF a conduit à considérer qu'elles reposaient sur des bases recevables :

- s'agissant de la méthode $J_{0,2}$ DF, l'expertise a porté sur la cohérence entre le facteur correctif proposé et les données expérimentales mobilisées. Plus largement, l'expertise a conduit à s'interroger sur la représentativité des données utilisées par EDF, par rapport à la géométrie et au niveau de vieillissement des composants réels. *In fine*, ces interrogations ont conduit l'expertise à recommander la réalisation d'essais supplémentaires, EDF s'étant engagé à étudier la faisabilité de tels essais ;

L'avis des groupes permanents d'experts (voir encadré ci-dessus) confirme les conclusions de l'examen réalisé par l'ASNR. Il souligne également l'importance de disposer, en tout état de cause, de méthodes d'examen non destructif permettant de s'assurer de l'absence de défaut débouchant en surface interne d'un coude E qui présenterait des difficultés de justification.

La position de l'ASNR

La plupart des coudes E sont soumis à un phénomène de vieillissement thermique qui diminue leur résistance à la rupture, tout en étant susceptibles de présenter des défauts inhérents au procédé de fabrication par moulage. Ceci a amené EDF à mettre en œuvre une démarche de justification spécifique, qui s'appuie sur des calculs de mécanique de la rupture et des hypothèses conservatives.

L'hypothèse d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans conduit à devoir étendre cette démarche de justification pour quelques coudes E.

Deux évolutions méthodologiques sont envisagées par EDF pour évaluer plus finement le comportement mécanique en situation accidentelle d'un coude moulé soumis à de tels phénomènes de vieillissement, dans la perspective d'une poursuite d'exploitation des coudes E concernés. Ces méthodes sont de nature à mettre en évidence des marges notables dans les calculs de résistance à la rupture.

L'ASNR considère que ces méthodes sont recevables dans leur principe, mais qu'elles nécessitent des compléments de justification avant de pouvoir considérer leur utilisation comme acceptable dans le cadre d'une démonstration de sûreté. De même que pour les leviers proposés par EDF pour les cuves des réacteurs,

ces compléments devront assurer que les modèles proposés par EDF sont cohérents avec des résultats d'essais suffisamment représentatifs du comportement des matériaux de ces coudes E.

L'ASNR souligne également l'importance de développer, en complément de ces méthodes, un procédé d'examen non destructif, qui serait de nature à confirmer l'absence de défaut préjudiciable au niveau de la surface interne de ces coudes.

Enfin, EDF travaille également au développement de solutions de réparation localisée ou de remplacement qui présentent des difficultés significatives. Au regard des difficultés d'accès et des enjeux de radioprotection associés, l'opération de remplacement d'un coude E ne pourrait être envisagée que comme ultime alternative.

4.3. LE Puits de cuve

Le puits de cuve, l'ouvrage qui supporte la cuve

Le puits de cuve est un ouvrage en béton armé qui ne pourrait pas être remplacé. Son rôle est de supporter la cuve mais également de protéger les travailleurs des rayonnements ionisants lors des interventions sur le circuit primaire, de protéger les matériels avoisinants pendant le fonctionnement et de recueillir le corium en cas de fusion du cœur avec percée de la cuve. Il est constitué d'un anneau cylindrique en béton entourant la cuve du réacteur. En partie basse, une ouverture est prévue pour permettre l'accès à l'intérieur du puits de cuve. En partie haute, des saignées permettent le passage des chambres de mesure du flux neutronique et des trémières permettent le passage des tuyauteries primaires.

Le puits de cuve doit résister aux effets de l'irradiation et supporter un poids conséquent.

- ① Puits de cuve ② Cuve ③ Générateur de vapeur ④ Pressuriseur
⑤ Pompe primaire ⑥ Piscine du réacteur ⑦ Enceinte

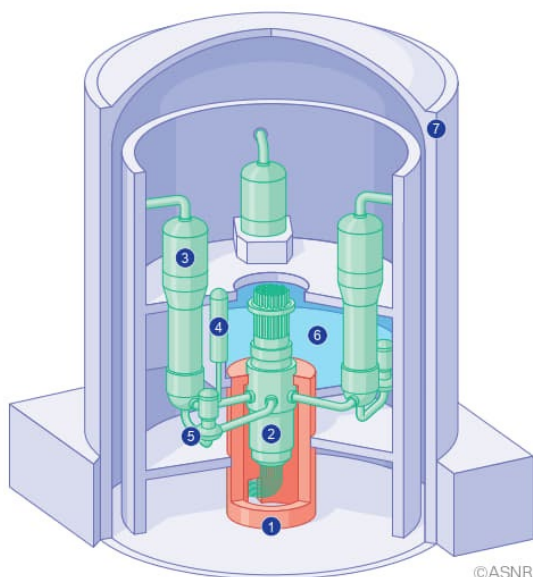


Figure 8 : La localisation du puits de cuve

Les mécanismes de vieillissement du puits de cuve

Le béton constituant le puits de cuve est soumis à une irradiation importante sur toute la durée de fonctionnement du réacteur.

Les effets de l'irradiation du béton sont susceptibles de conduire, à long terme, à l'endommager et à dégrader ses propriétés mécaniques. L'irradiation peut en effet conduire au gonflement des granulats, affectant la résistance à la compression (capacité à supporter des charges), la résistance à la traction (capacité à résister à l'étirement) et la rigidité du béton. Ce phénomène s'atténue dans l'épaisseur du béton.

La maîtrise du vieillissement du puits de cuve

Pour évaluer l'évolution du béton des puits de cuve sous l'effet de l'irradiation, EDF se fonde sur des lois empiriques (déterminées à partir d'observations) provenant de la littérature scientifique. EDF retient un seuil de fluence neutronique, en-deçà duquel il n'est pas nécessaire de considérer l'endommagement du béton.

La démarche de vérification de la résistance structurelle des puits de cuve retenue par EDF consiste à évaluer l'épaisseur du béton endommagé sous l'effet de l'irradiation puis à en examiner l'impact sur la résistance mécanique des puits de cuve. Cette démarche est déclinée par type de réacteur. À ce stade, EDF a seulement analysé les puits de cuve des réacteurs de 900 MWe (hors ceux de la centrale nucléaire du Bugey).

Les résultats montrent que la résistance structurelle est justifiée pour une durée de fonctionnement allant jusqu'à 80 ans, même avec une dégradation localisée du béton pouvant atteindre 20 cm d'épaisseur, l'épaisseur du puits de cuve étant de l'ordre de 2 m. Des études complémentaires, sur la base d'une analyse simplifiée, sont prévues en 2028 et 2029 pour les autres types de réacteurs, les résultats obtenus pour les réacteurs de 900 MWe n'étant pas transposables. EDF doit également encore analyser le cas des appuis de la cuve.

Par ailleurs, EDF examine la possibilité de réaliser des examens télévisuels au niveau du puits de cuve. Jusqu'à présent, EDF ne prévoyait pas de surveillance de l'état du béton du puits de cuve.

La position de l'ASNR

La démarche proposée par EDF, qui présente des conservatismes, est satisfaisante et cohérente avec les pratiques internationales. La pertinence des lois empiriques d'endommagement du béton pourra être confirmée sur la base des résultats obtenus à l'issue des prélèvements de béton du puits de cuve du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim, planifiés en 2027 par EDF.

Les études réalisées par EDF pour la plupart des réacteurs de 900 MWe doivent encore être complétées pour les appuis de cuve et étendues à l'ensemble des réacteurs.

4.4. LES INTERNES DE CUVE

Les internes de cuve, des équipements directement en contact avec le combustible nucléaire

Les internes de cuve comprennent l'ensemble des structures et cloisonnements situés à l'intérieur de la cuve du réacteur. Ils assurent le positionnement, le maintien et le supportage des assemblages combustibles en conditions normales ou accidentelles. Ils contribuent également à l'évacuation de la puissance thermique issue de la réaction nucléaire en maintenant une géométrie permettant le refroidissement du cœur, ainsi qu'à la maîtrise de la réactivité par le guidage des grappes de commande et de l'instrumentation neutronique. Enfin, ils jouent un rôle dans le confinement des substances radioactives en contribuant à la protection de l'intégrité des assemblages combustibles et du circuit primaire.

Les internes sont composés principalement des internes inférieurs, qui assurent le rôle de supportage des assemblages combustibles et contribuent au refroidissement du cœur, et des internes supérieurs, qui maintiennent les assemblages combustibles en position et guident les grappes de commande lors de leurs déplacements.

Les internes de cuve sont essentiellement fabriqués en acier inoxydable. Ils peuvent être remplacés partiellement ou totalement.

Les mécanismes de vieillissement des internes de cuve

Les internes de cuve sont soumis au flux neutronique du combustible nucléaire et à des chargements thermo-hydrauliques qui peuvent générer différents types de mécanismes de vieillissement :

- l'usure, qui est un phénomène de perte de matière par frottement entre surfaces ;
- la fatigue, pour les composants soumis à des sollicitations cycliques ;
- les mécanismes associés à l'irradiation, comme la corrosion sous contrainte pour la visserie ou le gonflement pour les composants les plus irradiés. À ce stade, il n'a jamais été observé de gonflement significatif dans les réacteurs français.

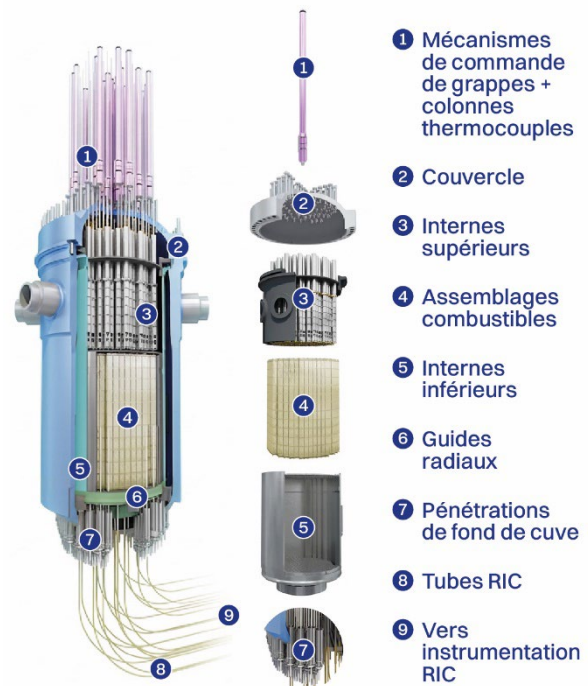


Figure 9 : Les internes de cuve

La maîtrise du vieillissement des internes de cuve

Le vieillissement des équipements est surveillé au travers de programmes adaptés aux mécanismes de dégradation redoutés. La périodicité des contrôles correspond la plupart du temps à celle des visites décennales. Il peut s'agir de contrôles télévisuels de l'intégrité des vis, clavettes, broches, écrous ou soudures, de contrôles par courant de Foucault pour les doigts de gant ou de mesures d'altimétrie.

Les internes de cuve peuvent également être réparés ou remplacés partiellement en cas de besoin. Un remplacement complet d'internes de cuve a été réalisé au Japon. Toutefois, au regard des difficultés opérationnelles qu'engendrerait un remplacement complet, EDF privilégie une stratégie de surveillance et de réparations ciblées de ces équipements.

Le programme d'EDF s'appuie également sur des actions de recherche portant sur le comportement des matériaux sous irradiation ainsi que sur de nombreuses actions de développement de procédés de contrôle et de réparation.

EDF complète sa stratégie par la prise en compte du retour d'expérience national et étranger, la participation à des programmes de recherche et d'expertise sur des matériaux prélevés dans des réacteurs étrangers ainsi

que la réalisation d'un programme spécifique d'expertise de prélèvements sur les réacteurs de Fessenheim.

La position de l'ASNR

L'ASNR n'identifie pas d'obstacle à la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans en ce qui concerne les internes de cuve, sur la base des connaissances actuelles des mécanismes de vieillissement. Elle constate qu'en tout état de cause le remplacement de ces équipements est techniquement faisable bien que présentant des difficultés opérationnelles significatives. Elle souligne l'importance de poursuivre les efforts de recherche afin d'améliorer les contrôles, de mieux caractériser les phénomènes et leur apparition, ainsi que de développer des procédés de réparation.

4.5. L'ENCEINTE DE CONFINEMENT

L'enceinte de confinement, l'ultime barrière

L'enceinte de confinement est un dôme en béton constituant l'enveloppe extérieure du bâtiment du réacteur, dans lequel se déroule la réaction nucléaire en chaîne. Elle constitue l'ultime barrière physique séparant les substances radioactives et le milieu extérieur, tant en fonctionnement normal qu'en situation accidentelle.

L'enceinte de confinement est conçue pour supporter sans perte d'intégrité les conditions de pression et de température à l'intérieur du bâtiment du réacteur qui résulteraient d'un accident, en particulier d'une rupture d'une tuyauterie primaire. Les enceintes ont ainsi été dimensionnées pour résister à une pression interne d'environ 5 bar. Elle doit également résister aux agressions d'origine externe, comme un séisme ou une chute accidentelle d'un aéronef de l'aviation générale.

L'enceinte de confinement doit rester étanche vis-à-vis de l'atmosphère extérieure, du sol et de la nappe phréatique.

Les enceintes de confinement des réacteurs de 900 MWe sont des enceintes à simple paroi en béton précontraint. La dalle inférieure (appelée « radier »), d'une épaisseur de 3,50 m, est en béton armé. Le béton assure la résistance mécanique de l'ouvrage. La paroi interne de l'enceinte et le radier sont revêtus d'une peau métallique d'étanchéité (appelée « liner ») de 6 mm d'épaisseur, qui constitue la barrière d'étanchéité.

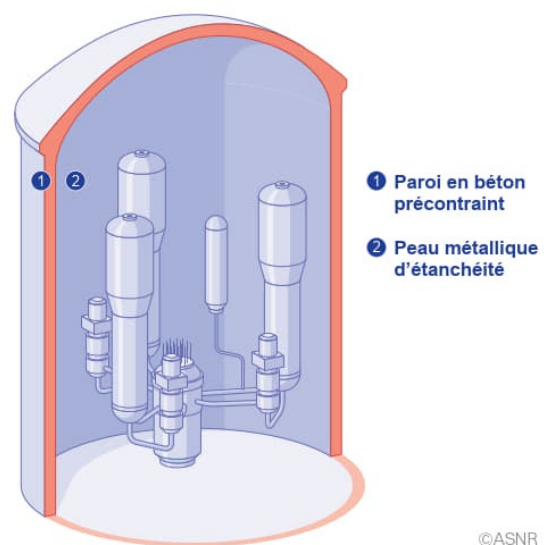


Figure 10 : Une enceinte à simple paroi de réacteur de 900 MWe

L'enceinte de confinement des réacteurs de 1300 ou de 1450 MWe est quant à elle composée de deux parois, à savoir une paroi interne en béton précontraint et une paroi externe en béton armé. Ces deux parois reposent sur un radier commun. Les deux parois délimitent un espace d'environ 1,8 m de large maintenu en légère dépression, afin de récupérer les fuites de la paroi interne. Ainsi, l'étanchéité est assurée par la paroi interne et par le système de ventilation qui assure, entre les deux parois, la collecte et la filtration des fuites de la paroi interne avant leur rejet. La résistance aux agressions d'origine externe est principalement assurée par la paroi externe.

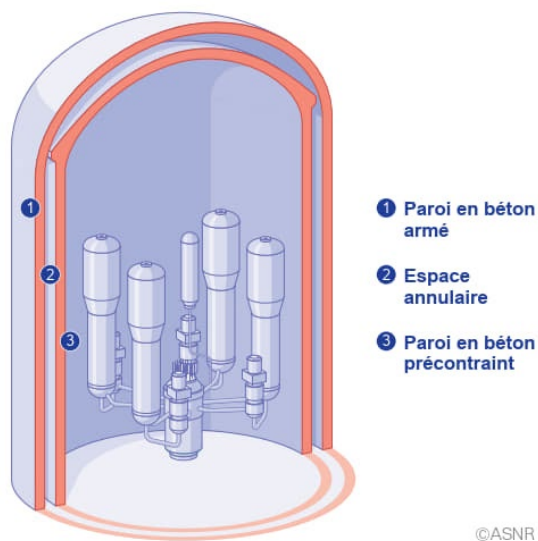


Figure 11 : Une enceinte à double paroi d'un réacteur de 1300 ou 1450 MWe

Les mécanismes de vieillissement de l'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement est concernée par plusieurs mécanismes de vieillissement qui peuvent fragiliser sa tenue structurelle ou son étanchéité. Il s'agit notamment de la perte de la précontrainte du béton, de la corrosion du liner, des armatures et des câbles, de diverses pathologies qui peuvent créer des défauts (fissures, porosité, gonflement localisé, etc.) et de la dégradation des revêtements (peinture, revêtement d'étanchéité).

Les pathologies pouvant affecter le béton sont principalement l'alcali-réaction (RAG) et la réaction sulfatique interne (RSI). L'alcali-réaction provient de la réaction des granulats avec des substances basiques, qui produit un gel et conduit au gonflement du béton, avec pour conséquence une dégradation des propriétés du béton par l'apparition notamment de déformations, de fissuration, ou encore de cônes d'éclatement. La réaction sulfatique interne est une réaction interne due aux sulfates présents dans le béton et qui a comme conséquences un gonflement du béton et une fissuration multidirectionnelle.

Des fuites peuvent également apparaître au niveau des différentes traversées des parois, par exemple par le joint du tampon d'accès des matériels, au niveau des organes d'isolement des tuyauteries ou à travers le béton.

La maîtrise du vieillissement de l'enceinte de confinement

Le comportement mécanique de l'enceinte évolue dans le temps. Pour suivre ces évolutions, EDF met en œuvre, d'une part, des contrôles visuels tous les dix ans afin d'identifier d'éventuelles traces de corrosion ou de fissures et, d'autre part, un suivi en continu par un dispositif d'auscultation qui mesure les déformations.

Ce dispositif est constitué de différents capteurs, notamment d'extensomètres et de pendules, qui mesurent les déformations de l'enceinte.

L'étanchéité est testée par un essai global de mise sous pression qui a pour objectif de mesurer le taux de fuite de l'enceinte dans des conditions de pression représentatives d'un accident. Cet essai est réalisé avant la mise en service du réacteur puis tous les dix ans lors des visites décennales. D'autres essais sont également réalisés sur les traversées et les organes d'isolement afin de détecter d'éventuelles fuites.

Pour les pathologies du béton, EDF met en œuvre une stratégie de surveillance par zone, après avoir évalué le risque, à partir notamment de la formulation du béton, de sa réactivité potentielle et des conditions d'ambiance (humidité, température). Les ouvrages sont surveillés dans le cadre du programme de maintenance préventive selon trois étapes : une inspection visuelle afin de repérer les éventuels signaux, un diagnostic sur prélèvement dans le cas où les anomalies évoluent et une surveillance renforcée pour les zones identifiées à risque.

L'analyse d'EDF pour la poursuite de fonctionnement de ses réacteurs au-delà de leurs 60 ans

Comportement mécanique

EDF a estimé le comportement mécanique des enceintes par des calculs aux éléments finis, sur la base d'hypothèses simplificatrices et conservatives. Les résultats des calculs pour une projection à 80 ans ne sont pas disponibles actuellement. EDF considère toutefois que les résultats obtenus à 60 ans sont satisfaisants et que les déformations supplémentaires attendues sont faibles et ne devraient pas conduire à une remise en question à 80 ans. En effet, les phénomènes de retrait et de fluage du béton décroissent avec le temps, ce qui permet d'extrapoler les mesures réalisées. De plus, le suivi réalisé par le système d'auscultation permet d'alerter en cas d'évolution inattendue du comportement mécanique.

Étanchéité

Les enceintes à double paroi présentent de moins bonnes caractéristiques vis-à-vis de l'étanchéité que celles à simple paroi, qui bénéficient d'un liner métallique. La stratégie d'EDF consiste à anticiper l'évolution de la perméabilité du béton et à la compenser par l'application de peaux en matériau composite sur l'enceinte interne. En parallèle, EDF continue de chercher des solutions d'étanchéité améliorées ou nouvelles.

Pathologie du béton

Enfin, EDF considère que les effets sur les ouvrages des pathologies du béton, dont les conséquences peuvent affecter le comportement mécanique ou l'étanchéité, sont maîtrisés.

Les pathologies observées ne remettent pas en cause la capacité des ouvrages à assurer leur rôle en situation normale ou accidentelle.

De nombreux travaux de recherche sont en cours, y compris au niveau international,

afin de mieux comprendre les phénomènes et développer des modèles numériques permettant d'étudier le comportement des ouvrages atteints de pathologies.

La position de l'ASNR

L'ASNR considère que l'enjeu principal pour la poursuite de fonctionnement porte sur le maintien de l'étanchéité des enceintes. Contrairement au comportement mécanique, il n'est pas possible d'anticiper avec précision l'évolution des fuites et l'apparition des chemins de fuite.

L'étanchéité des enceintes des réacteurs de 900 MWe à simple paroi repose principalement sur un liner métallique. EDF doit poursuivre ses développements de moyens de localisation et de réparation d'éventuels défauts affectant des zones difficilement accessibles, comme cela a été le cas par le passé sur un de ses réacteurs.

Pour les autres réacteurs, l'étanchéité des enceintes, qui sont à double paroi, repose principalement sur le béton précontraint constituant la paroi interne. L'étanchéité de ces enceintes est plus sensible aux phénomènes de vieillissement et nécessite une attention particulière. EDF dispose d'une solution de réparation qui consiste à appliquer des revêtements en matériau composite sur la paroi interne. Les peaux composites ont jusqu'à présent présenté une bonne efficacité lors des essais globaux de mise sous pression, mais le retour d'expérience reste limité en matière de comportement dans la durée. En particulier, dans l'hypothèse où le vieillissement du matériau composite viendrait altérer les performances de ces revêtements, des travaux de remplacement de grande ampleur pourraient être nécessaires. Enfin, dans quelques cas, l'application de ce revêtement pourrait s'avérer difficile, notamment à proximité des zones présentant des singularités.

Les pathologies liées au gonflement du béton sont suivies de manière satisfaisante et ne sont pas de nature à remettre en cause la poursuite d'exploitation au-delà de leurs 60 ans. Toutefois, des compléments sont attendus de la part de l'exploitant, qui a engagé des programmes en ce sens.

LES TASSEMENTS DIFFÉRENTIELS

Les bâtiments des centrales nucléaires peuvent subir des tassements progressifs du sol, un phénomène naturel et attendu. Ces mouvements, dont l'évolution décroît avec le temps et est prévisible, sont suivis avec une attention particulière. Certains équipements, comme les tubes de transfert du combustible, les traversées mécaniques et électriques, ou encore les joints d'étanchéité entre les bâtiments, sont plus sensibles à ces variations.

EDF a analysé ces tassements sur la base de mesures précises et a estimé leur évolution jusqu'à 80 ans. Les résultats montrent que les tassements attendus, qualifiés de résiduels, ne remettent pas en cause la poursuite de fonctionnement des réacteurs.

Les équipements concernés, de par leur conception, peuvent s'adapter à ces mouvements, soit grâce à leur flexibilité, soit par des réglages possibles. Cependant, un suivi régulier par des mesures doit être maintenu pour vérifier que les évolutions sont cohérentes aux prévisions.

4.6. LES TUYAUTERIES PARTICULIÈRES

4.6.1. Les tuyauteries à double enveloppe des systèmes de sauvegarde

Des systèmes indispensables à la gestion d'un accident

En cas d'accident de rupture de tuyauterie primaire à l'intérieur du bâtiment du réacteur, les systèmes d'injection d'eau de sécurité (RIS) et d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS) sont mis en service automatiquement. L'injection d'eau dans le circuit

primaire a notamment pour but de continuer à refroidir le cœur du réacteur. L'aspersion dans l'enceinte a pour objectif de diminuer la pression et la température dans l'enceinte de confinement.

En situation d'accident, ces systèmes sont susceptibles de véhiculer du fluide primaire fortement contaminé en dehors de l'enceinte de confinement. De ce fait, une double enveloppe en acier au carbone entoure ces circuits jusqu'à la vanne d'isolement située à l'extérieur de l'enceinte de confinement. Une fuite de ces doubles enveloppes pourrait ainsi conduire à une perte du confinement et à une contamination de l'environnement.

Les mécanismes de vieillissement des tuyauteries double enveloppe et leur maîtrise

La partie inférieure des doubles enveloppes, certaines soudures ainsi que certains éléments constitutifs, comme les compensateurs permettant d'absorber les dilations thermiques, peuvent être concernés par de la corrosion. Certains mécanismes de corrosion apparaissant sous le revêtement peuvent également être plus difficiles à détecter.

Certaines zones concernées sont encastrées dans le béton et difficilement accessibles.

EDF a mis en place des piquages afin de pouvoir réaliser des examens télévisuels, permettant de compléter la surveillance réalisée par des contrôles non destructifs. En complément, des purges sont réalisées pour limiter la présence d'eau et, en cas de présence avérée dans la double enveloppe, des contrôles complémentaires sont mis en œuvre.

EDF travaille sur l'amélioration du suivi et des contrôles de leur étanchéité, ainsi que sur des solutions de réparation.

La position de l'ASNR

L'ASNR considère que les évolutions de la surveillance prévues par EDF sont satisfaisantes. EDF devra rester vigilante au retour d'expérience des contrôles prévus et adapter sa maintenance si cela s'avère nécessaire.

À la suite de la détection de corrosion lors de contrôles, EDF a lancé des études de faisabilité de la réparation ou du remplacement d'une double enveloppe si cela s'avérait nécessaire, ce que l'ASNR juge satisfaisant dans la perspective de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans.

4.6.2. Les tuyauteries enterrées

Les tuyauteries enterrées, des équipements nombreux

Au droit des centrales nucléaires, sur plusieurs dizaines de kilomètres, des tuyauteries enterrées assurent le transport de fluides variés, tels que l'eau de refroidissement des réacteurs, l'eau pour la lutte contre les incendies, les effluents radioactifs et chimiques, ou des hydrocarbures.

Ces tuyauteries sont fabriquées en acier inoxydable, en acier carbone, en béton ou, depuis plus récemment, en polyéthylène haute densité (PEHD).

Leur intégrité et leur étanchéité doivent être maintenues sur le long terme, alors que les moyens de contrôle sont parfois limités.

Les mécanismes de vieillissement des tuyauteries enterrées

Le vieillissement des tuyauteries dépend du matériau constitutif, du fluide véhiculé et de leur environnement. Les mécanismes redoutés sont, par exemple, la corrosion et l'érosion pour l'acier, la fissuration pour le béton, et l'usure et l'ébrèchement pour le PEHD.

La maîtrise du vieillissement des tuyauteries enterrées

EDF a établi une stratégie de contrôle et de maintenance adaptée aux différents mécanismes de vieillissement des matériaux les constituant, du fluide véhiculé et des spécificités du site.

Pour s'assurer de l'intégrité et de l'étanchéité des tuyauteries enterrées, les contrôles s'appuient principalement sur des moyens visuels, pouvant nécessiter une excavation dans certains cas, l'utilisation de robots ou d'endoscopes pour les contrôles internes et des mesures d'épaisseur sur les tuyauteries métalliques.

En complément et depuis les quatrièmes visites décennales, EDF a déployé un programme structuré en quatre étapes :

- l'identification des tronçons à risque à partir de l'analyse des matériaux, des fluides transportés et des conditions d'exploitation pour cibler les sections les plus vulnérables ;
- des inspections sur le terrain au travers de la réalisation de contrôles adaptés sur les tronçons identifiés ;
- l'analyse des résultats pour déterminer si les tuyauteries peuvent fonctionner pendant les dix prochaines années ;
- l'établissement d'un plan d'action pouvant inclure des réparations, des justifications, ou encore des contrôles complémentaires.

La position de l'ASNR

La démarche mise en œuvre par EDF pour le suivi et la surveillance des tuyauteries enterrées est satisfaisante. Elle est de nature à garantir la maîtrise de leur vieillissement et à permettre la poursuite de l'exploitation au-delà de leurs 60 ans, sous réserve de la mise en application concrète des évolutions proposées par EDF et de la poursuite des actions de suivi associées.

4.7. LES CÂBLES ÉLECTRIQUES

Les câbles électriques, des composants individuellement remplaçables

Les câbles électriques sont des composants remplaçables. Toutefois, compte tenu de leur nombre à l'échelle du parc électronucléaire, de l'ordre de la dizaine de milliers pour les câbles à haute tension et plus d'un million pour les câbles à basse tension, et de leur longueur, de l'ordre de 1 500 km par réacteur dont 100 dans le bâtiment du réacteur, les remplacer massivement s'avère difficilement envisageable.

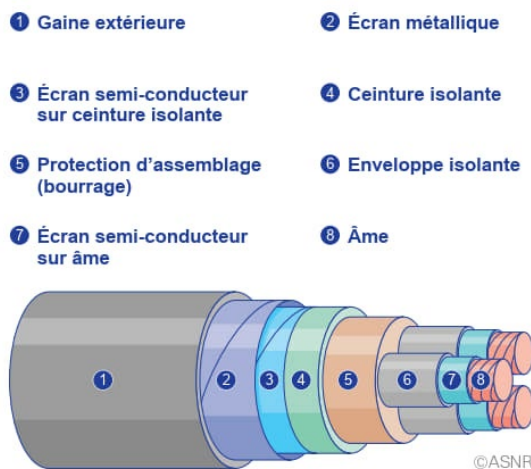


Figure 12 : Schéma d'un câble électrique

Les mécanismes de vieillissement des câbles électriques

Les câbles électriques sont composés de matériaux polymères (isolants et gaines) qui se dégradent avec le temps sous l'effet de la température, de l'irradiation et de l'humidité. Le vieillissement des isolants et gaines des câbles peut conduire à une perte de leur fonctionnalité, notamment à une baisse de leur pouvoir d'isolation électrique, une baisse de leur rigidité diélectrique (champ électrique maximal que le matériau isolant peut supporter avant qu'un arc électrique ne passe à travers lui) et une dégradation de leurs caractéristiques mécaniques.

La maîtrise du vieillissement des câbles électriques

Les câbles électriques, notamment ceux qui se trouvent dans une situation d'exploitation contraignante et ne respectant pas celle prévue à la conception, font l'objet d'un suivi en exploitation au travers de contrôles visuels qui sont complétés par des contrôles non destructifs pour les câbles à haute tension. En complément, EDF prélève régulièrement certains câbles pour mener des expertises en laboratoire.

Pour surveiller l'évolution des câbles électriques, EDF s'appuie sur des indicateurs liés au vieillissement, comme des mesures électriques (résistance d'isolement, rigidité diélectrique, etc.), des mesures physico-chimiques (présence d'antioxydants, traces d'oxydation, etc.) ou encore des mesures mécaniques (allongement à la rupture, etc.).

Sur la base du retour d'expérience du suivi en exploitation et des expertises réalisées sur des câbles électriques prélevés dans ses réacteurs et vieilliss artificiellement, EDF estime qu'environ 10 % des câbles à haute tension et moins de 0,1 % des câbles à basse tension devront faire l'objet d'un remplacement si ses réacteurs étaient amenés à fonctionner jusqu'à 80 ans. Les câbles concernés se situent dans des zones où leur remplacement est envisageable

La position de l'ASNR

L'ASNR considère que la démarche déployée par EDF pour les câbles électriques est satisfaisante. Toutefois l'analyse d'EDF suppose que le vieillissement des câbles électriques ne connaisse pas d'accélération rapide.

Le vieillissement des câbles électriques n'apparaît pas comme un obstacle à la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans à l'issue de l'expertise réalisée par l'ASNR. Toutefois, l'ASNR souligne l'importance de la poursuite du suivi en exploitation et des programmes d'expertise et de recherche, afin de conforter l'analyse d'EDF et d'anticiper les éventuelles actions à mettre en œuvre si une accélération du vieillissement de certains câbles apparaissait.

5. L'IMPACT DE L'ACCROISSEMENT DE LA MODULATION DE PUISSANCE SUR LE VIEILLISSEMENT DES INSTALLATIONS

La modulation de puissance consiste en l'ajustement de la puissance des réacteurs pour contribuer à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et ainsi à la stabilité du réseau électrique. Cet ajustement peut conduire à l'arrêt du réacteur ou à des variations importantes de puissance.

Compte tenu de la proportion du nucléaire dans le mix électrique français, les réacteurs d'EDF sont capables de moduler leur puissance entre leur puissance maximale et un minimum technique fixé à 20 % de leur puissance nominale.

Depuis 2024, EDF constate une augmentation importante du recours à la modulation de son parc électronucléaire. Selon EDF, le contexte actuel conduit à envisager, à court terme, une poursuite de l'augmentation du recours à la modulation du fait de l'augmentation des énergies renouvelables et de la stabilité de la demande en électricité.

L'incidence de la modulation de puissance sur le vieillissement des installations

Les ajustements de puissance conduisent à solliciter davantage les installations et peuvent avoir une incidence sur leur vieillissement. En effet, les variations de la puissance du réacteur conduisent à soumettre les matériels à des sollicitations mécaniques cycliques ou à des phénomènes d'usure.

La modulation de puissance sollicite principalement les matériels du circuit secondaire comme les turbo-alternateurs, dont la plupart ne participent pas aux fonctions de sûreté des réacteurs. Pour autant, la défaillance de certains peut initier une situation incidentelle ou accidentelle.

Par ailleurs, les variations de puissance sont susceptibles de solliciter également des composants importants pour la sûreté, en particulier de la chaudière nucléaire.

EDF dispose d'outils de suivi qui permettent d'estimer l'impact des variations de puissance sur les matériels qui composent l'installation et d'anticiper les effets de la modulation. Ces outils permettent notamment le suivi des effets des variations de puissance sur les gros composants de la chaudière du réacteur, en considérant le risque de fissuration par fatigue (voir encadré).

Sur cette base, EDF estime que l'augmentation de la modulation n'aurait pas d'impact majeur sur les matériels non ou difficilement remplaçables que sont la cuve et les coudes E du circuit primaire. Ainsi, un accroissement de la modulation ne serait pas de nature à remettre en cause la justification de ces équipements. Toutefois, la modulation pourrait avoir une incidence sur les générateurs de vapeur, ce qui pourrait nécessiter d'augmenter le recours à des opérations de maintenance lourde, voire à devoir réaliser certains remplacements.

L'incidence de la modulation de puissance sur la production des effluents

La modulation de puissance entraîne une production supplémentaire d'effluents liquides (+20 %) et des rejets gazeux (+10 % à 40 %). La modulation n'augmente pas la production de tritium, directement corrélée à l'énergie produite.

Les volumes de modulation constatés ne conduisent pas à remettre en cause les limites de rejets d'effluents imposés à chaque centrale nucléaire, qui sont fondés sur une étude d'impact environnemental. La production d'effluents supplémentaires n'est ainsi pas susceptible de remettre en cause la poursuite de fonctionnement. Toutefois, elle pourrait nécessiter d'augmenter les capacités d'entreposage des effluents liquides sur certains sites.

L'incidence sur les organisations et la sérénité en salle de commande

L'accroissement de la modulation conduit à solliciter davantage les organisations et particulièrement les équipes de conduite des salles de commande.

Même si le pilotage de la charge demeure une activité courante du métier des opérateurs en salle de commande, un changement de programme de conduite peut conduire ces opérateurs à devoir reprendre la préparation des activités qui nécessitent une stabilisation de la puissance du cœur. Lorsqu'ils sont répétés très régulièrement, ces changements peuvent conduire à une baisse de vigilance, à fragiliser le bon déroulement d'autres activités planifiées par ailleurs, comme celles liées à la maintenance ou aux essais périodiques, et sont susceptibles de conduire à des défaillances organisationnelles et humaines.

L'INCIDENCE DE L'ACCROISSEMENT DE LA MODULATION SUR LES HYPOTHÈSES PRISES EN COMPTE LORS DE LA CONCEPTION DE LA CHAUDIÈRE NUCLÉAIRE

EDF doit veiller en permanence à ce que les hypothèses retenues lors de la conception de la chaudière nucléaire soient respectées, en particulier vis-à-vis du dommage de fatigue. En effet, les sollicitations cycliques d'un matériau, sous l'effet de variations de la puissance de fonctionnement du réacteur, sont susceptibles de créer un risque de fissuration par fatigue.

Ainsi, EDF vérifie régulièrement que le nombre de situations d'exploitation effectivement subies par la chaudière, comme les montées ou baisses de puissance, reste compatible avec le dimensionnement des équipements.

En cas de risque de dépassement, EDF dispose généralement de solutions : elle peut notamment affiner les hypothèses des calculs pour justifier qu'un plus grand nombre de sollicitations reste acceptable, revoir ses modes d'exploitation, ou encore remplacer les équipements concernés quand cela est possible.

EDF étudie également la possibilité de privilégier la modulation de puissance de certains réacteurs, dont l'historique des sollicitations conduit à une marge plus importante.

La position de l'ASNR

L'accroissement de la modulation de puissance est susceptible d'avoir un impact sur le vieillissement des composants de la chaudière des centrales nucléaires ainsi que sur les équipes de conduite. EDF a réalisé des premières analyses de ses conséquences qui doivent être étayées en vue de confirmer leurs conclusions dans les prochaines années, l'anticipation des effets d'un accroissement de la modulation restant complexe. EDF doit ainsi poursuivre ses travaux sur le sujet.

Les premières analyses d'EDF, qui s'appuient sur les outils de suivi actuels, concluent à l'absence d'incidence sur les composants non ou difficilement remplaçables et sur les équipements dont le remplacement nécessiterait une anticipation importante. Il est important qu'EDF confirme cette conclusion.

À une échelle plus large, il reste difficile d'anticiper précisément tous les effets à moyen et long terme d'un accroissement de la modulation sur les installations. L'ASNR souligne donc l'importance des dispositions de surveillance et de maintenance des installations en vigueur, dans la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de 60 ans.

En particulier, l'accroissement de la modulation de puissance pourrait nécessiter des adaptations de la surveillance de certains matériels, une augmentation des activités de maintenance pour les équipements sensibles, voire leur remplacement.

L'accroissement de la modulation de puissance peut également déstabiliser les organisations et la sérénité en salle de commande. Il est important qu'EDF analyse ces effets, en particulier les situations rencontrées lors des périodes récentes au cours desquelles le réseau électrique a été particulièrement sollicité, pour dégager des adaptations permettant d'en limiter les effets négatifs.

6. L'INCIDENCE DU CHANGEMENT CLIMATIQUE

Les enjeux du changement climatique vis-à-vis de la sûreté des centrales nucléaires et de la protection de l'environnement

Le changement climatique a généralement des effets défavorables sur le milieu environnant les centrales nucléaires. Il est ainsi susceptible de renforcer les conditions extrêmes que peuvent rencontrer ces installations. C'est en particulier le cas des températures maximales de l'air extérieur et de l'eau prélevée dans les cours d'eau, des conditions d'étiage de ces cours d'eau, du niveau marin et de l'intensité des fortes pluies. Cela sera aussi potentiellement le cas des crues des cours d'eau, du vent et des tornades, pour lesquels l'évolution est encore incertaine sur le territoire métropolitain.

Ces évolutions peuvent conduire à devoir réévaluer la fréquence, la durée et l'intensité (niveau d'aléa) des

agressions naturelles (canicule, inondation, étiage) susceptibles d'affecter les fonctions de sûreté des centrales nucléaires qui doivent être protégées. Elles constituent, à ce titre, **un enjeu de sûreté nucléaire**.

Le changement climatique peut également accroître les impacts, sur les milieux aquatiques, des prélèvements d'eau et des rejets d'effluents dans l'environnement : il s'agit alors d'un **enjeu de protection de l'environnement** en situation de fonctionnement normal des centrales nucléaires. Ces impacts sont aujourd'hui limités par des prescriptions de l'ASNR imposées à chaque centrale nucléaire en matière de prélèvements et de consommation d'eau, ainsi que de rejets d'effluents chimiques, radioactifs et thermiques. Ce cadre réglementaire vise à limiter les incidences des installations sur les écosystèmes aquatiques et à préserver les différents usages de la ressource en eau.

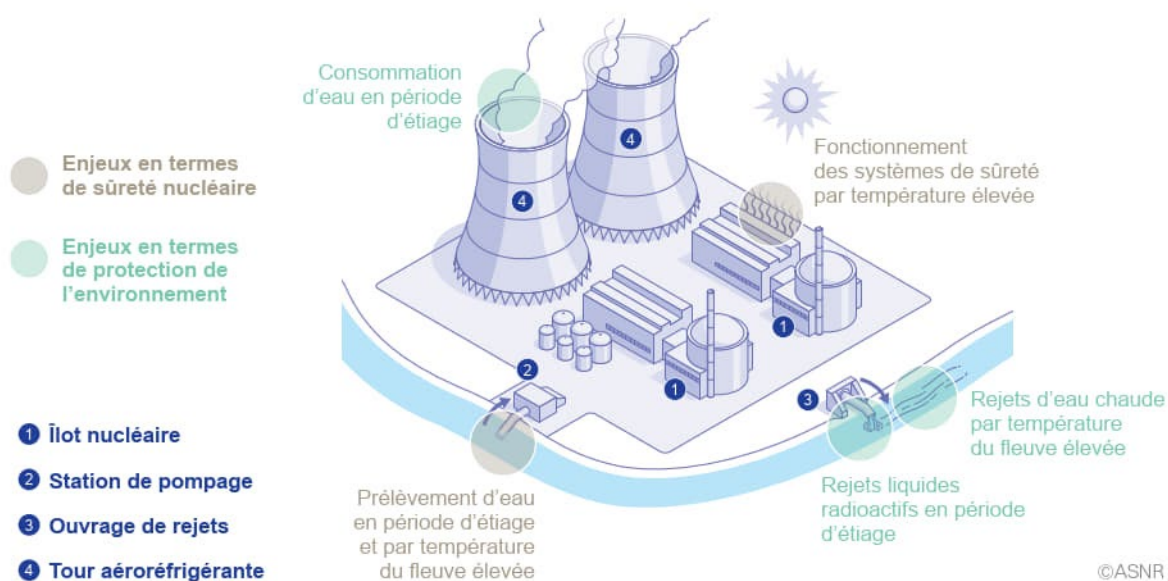


Figure 13 : Les enjeux de sûreté nucléaire et de protection de l'environnement en période de canicule et d'étiage sur une centrale nucléaire située en bord de rivière

LES AMÉLIORATIONS MISES EN ŒUVRE AU COURS DES RÉEXAMENS PÉRIODIQUES

Au cours du quatrième réexamen périodique de ses réacteurs de 900 et 1300 MWe, EDF rehausse certaines digues et talus de protection contre les inondations. Elle améliore également la réfrigération de locaux abritant des matériels importants pour la sûreté, tels que les locaux électriques ou ceux de la station de pompage.

Dans le cadre du cinquième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF s'est notamment engagée à prendre en compte une température de l'air de 50 °C pour le dimensionnement des modifications matérielles requises vis-à-vis de la canicule, à prendre en compte les effets du changement climatique dans la caractérisation des débits d'étiage exceptionnels, à réaliser des études d'impact environnemental pour chaque centrale nucléaire concernée en tenant compte des projections hydroclimatiques à l'horizon des 30 prochaines années, ainsi qu'à définir des solutions matérielles ou organisationnelles pour adopter une gestion plus économe de la ressource en eau.

La prise en compte par EDF des effets du changement climatique sur les centrales nucléaires

EDF a mis en place un processus de veille climatique qui consiste notamment à évaluer, au moins tous les cinq ans, les évolutions possibles des niveaux d'aléas des agressions naturelles à prendre en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire résultant du changement climatique et à s'assurer que ces évolutions ne sont pas de nature à remettre en cause le dimensionnement des installations vis-à-vis de ces aléas. Cette veille climatique s'appuie sur des projections climatiques sur 20 à 30 ans, lorsque cela est possible, ainsi que sur le bilan des événements majeurs intervenus depuis la dernière veille climatique.

EDF prend en compte les résultats de sa veille climatique lors des réexamens périodiques de ses réacteurs nucléaires réalisés tous les dix ans, lors desquels elle actualise l'appréciation de la sûreté et de la protection de l'environnement de ses installations. Ces réexamens périodiques peuvent amener EDF à renforcer les dispositions de protection de ses installations pour faire face à des aléas naturels plus fréquents, plus longs ou plus intenses.

Ces processus, fondés sur des projections à 20 ou 30 ans, ne permettent toutefois pas d'apprécier la possibilité de poursuivre le fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans, qui s'inscrit dans des projections à l'horizon de 2070.

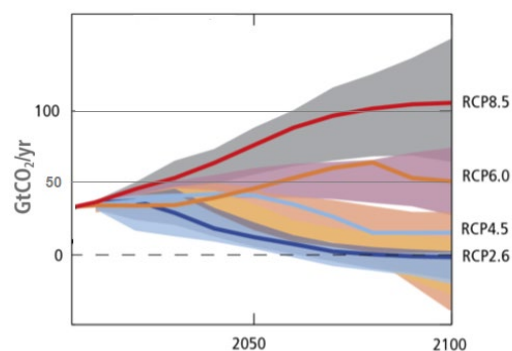
Les scénarios liés au changement climatique pris en compte dans l'analyse d'EDF sur la poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans

L'évaluation des effets du changement climatique pris en compte dans l'analyse d'EDF repose sur les travaux du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), qui réalise des évaluations détaillées de l'état des connaissances scientifiques, techniques et socio-économiques sur les changements climatiques,

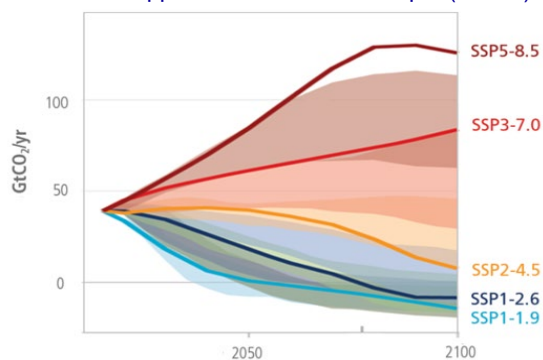
leurs causes, leurs répercussions potentielles et les stratégies de parade. Ces travaux sont publiés sous la forme de rapports depuis 1990 à l'issue de chaque cycle d'évaluation.

Pour mener son analyse, EDF a pris en compte :

- le cinquième rapport d'évaluation du GIEC, qui définit quatre scénarios d'évolution des émissions des gaz à effet de serre (RCP¹⁹) selon les efforts plus ou moins grands de réduction des émissions ;



- le sixième rapport d'évaluation du GIEC, qui est structuré autour de cinq scénarios de développement socio-économique (SSP²⁰).



¹⁹ Trajectoires représentatives de concentration (Representative Concentration Pathways).

²⁰ SSP : Trajectoires socio-économiques partagées (Shared Socioeconomic Pathways). SSP x-y est l'abréviation d'un scénario, où x est le numéro du scénario socio-économique SSP qui a été utilisé pour développer la trajectoire d'émissions et y la valeur du forçage radiatif qui correspond aux anciens scénarios RCP.

EDF a établi ses projections climatiques et hydroclimatiques sur la base, selon les différents paramètres considérés²¹ :

- de deux scénarios d'émissions de gaz à effet de serre du cinquième rapport du GIEC (RCP4.5 et RCP8.5) ;
- de deux scénarios d'émissions de gaz à effet de serre du sixième rapport du GIEC (SSP2-4.5 et SSP3 7.0).

L'analyse menée par EDF sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans

EDF a établi des projections climatiques et hydroclimatiques à l'horizon de 2070.

Vis-à-vis de la sûreté des centrales nucléaires, EDF a comparé les évolutions des températures exceptionnelles de l'air et de l'eau, du niveau moyen marin, du débit d'étiage exceptionnel et des épisodes de précipitations locales intenses, aux aléas actuellement pris en compte par ses installations.

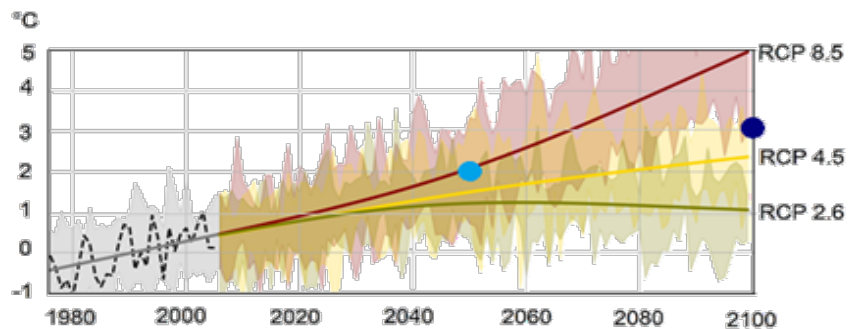
LES SCÉNARIOS PRIS EN COMPTE PAR EDF PAR RAPPORT À LA TRAJECTOIRE DE RÉCHAUFFEMENT DE RÉFÉRENCE POUR L'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE (TRACC)

Sur la base des travaux du GIEC, le ministère chargé de la transition écologique a défini la trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC). Cette trajectoire a pour objectif de fixer des niveaux moyens de réchauffement communs à tous les acteurs publics et économiques français.

2030	2050	2100
Monde : +1,5 °C France métropolitaine : +2 °C	Monde : +2 °C France métropolitaine : +2,7 °C	Monde : +3 °C France métropolitaine : +4 °C

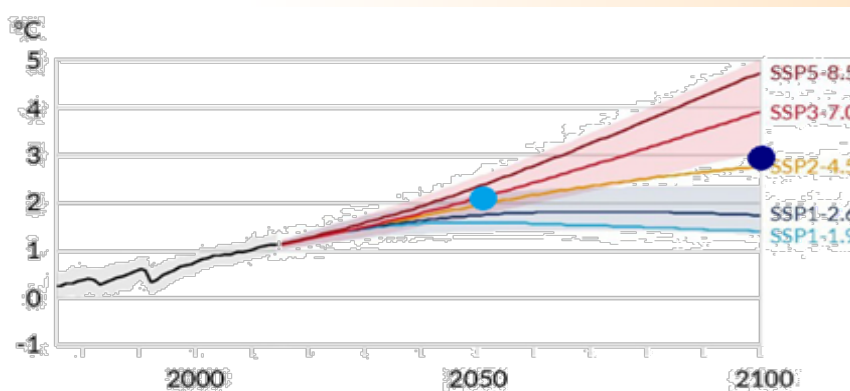
Figure 16 : Les niveaux de réchauffement définis par la TRACC par rapport aux années 1850-1900

Les figures suivantes présentent le positionnement de la TRACC aux horizons 2050 et 2100 par rapport aux projections de températures moyennes des scénarios issus des cinquième et sixième rapport du GIEC. EDF a notamment considéré dans son analyse les scénarios RCP8.5 et SSP3-7.0, qui sont plus contraignants que la TRACC.



- TRACC Horizon 2050 : 2 °C dans le monde (ce qui se traduit par 2,7 °C en France métropolitaine).
- TRACC Horizon 2100 : 3 °C dans le monde (ce qui se traduit par 4 °C en France métropolitaine).

Figure 17 : Niveaux de réchauffement retenus dans la TRACC au regard des projections de températures des scénarios issus du 5^e rapport du GIEC



- TRACC Horizon 2050 : 2 °C dans le monde (ce qui se traduit par 2,7 °C en France métropolitaine).
- TRACC Horizon 2100 : 3 °C dans le monde (ce qui se traduit par 4 °C en France métropolitaine).

Figure 18 : Niveaux de réchauffement retenus dans la TRACC au regard des projections de températures des scénarios issus du 6^e rapport du GIEC

²¹ Lors des analyses réalisées par EDF, certains paramètres n'étaient pas disponibles pour les scénarios d'émissions de gaz à effet de serre du sixième rapport du GIEC.

Vis-à-vis de la protection de l'environnement, EDF a comparé les évolutions des températures et des débits des cours d'eau aux valeurs limites actuelles imposées par l'ASNR encadrant les prélèvements et la consommation d'eau ainsi que les rejets thermiques et radioactifs liquides des centrales nucléaires. EDF a ainsi évalué le risque de dépassement de ces valeurs limites, qui conduirait à des pertes de production d'électricité comprises entre 1 et 2 % du productible annuel total à l'échelle du parc électronucléaire à l'horizon 2050. Cette estimation à l'échelle annuelle et globale ne permet toutefois pas d'analyser les éventuelles tensions sur le réseau électrique en période de canicule ou d'étéage.

Au regard des enjeux identifiés, EDF a recensé des solutions possibles d'adaptation des centrales nucléaires pour répondre aux effets de ces projections sur la sûreté nucléaire et la protection de l'environnement.

À l'issue de son analyse portant sur les projections climatiques et hydroclimatiques, leurs effets sur les installations et les solutions possibles pour y faire face, EDF considère qu'il n'y a pas d'obstacle empêchant d'assurer la sûreté de ses installations dans des conditions acceptables pour l'environnement jusqu'à l'horizon de 2070.

Objectifs	Exemples de solutions d'adaptation
Adapter les centrales nucléaires à l'augmentation des températures de l'eau du milieu naturel constituant la source froide	Augmentation de la capacité d'échange thermique, entre l'eau prélevée dans le milieu naturel et l'eau des circuits de refroidissement des réacteurs, des composants de la station de pompage (modification ou remplacement des échangeurs voire de pompes)
Adapter les centrales nucléaires à l'augmentation des températures de l'air	- Solutions de refroidissement adiabatique direct ou indirect des locaux et équipements - Solutions de type « froid inertiel » s'appuyant notamment sur des matériaux à changement de phase (exemple : stockage de glace) - Revêtements extérieurs des bâtiments - Immersion de composants thermosensibles dans un liquide de refroidissement
Adapter les centrales nucléaires à l'augmentation du niveau marin	- Rehausse ou renforcement d'ouvrages et d'équipements, et création de murets de protection - Déclenchement préventif de pompes du circuit de refroidissement des réacteurs
Adapter les centrales nucléaires à l'augmentation des étiages naturels	- Valorisation des réserves d'eau en amont (soutien d'étéage) - Aéroréfrigérants avec bassin de réserve
Adapter les centrales nucléaires à l'intensification des pluies	- Rehausse des protections existantes - Renforcement structurel des toitures ou création de dispositifs d'évacuation d'eau - Modification ou création d'un ouvrage de gestion des eaux de surface - Modification des réseaux d'évacuation des eaux pluviales
Réduire l'échauffement du cours d'eau dû aux rejets thermiques des centrales nucléaires	- Ajout de petits aéroréfrigérants supplémentaires à tirage mécanique pour refroidir les purges des tours aéroréfrigérantes principales avant rejet dans le milieu naturel - Modification des circuits de refroidissement actuellement par prélèvement d'eau en circuit ouvert (c'est-à-dire sans tour aéroréfrigérante), par ajout de dispositifs aéroréfrigérants avant rejet de l'eau prélevée échauffée dans le milieu naturel
Réduire les prélèvements d'eau dans le milieu naturel et améliorer la gestion des rejets liquides des centrales nucléaires	- Recours à différentes technologies permettant d'augmenter le facteur de concentration au sein du circuit de refroidissement et ainsi réduire les prélèvements dans le milieu naturel nécessaires aux appoints de ce circuit, notamment par traitement préalable de l'eau de circulation dans les tours aéroréfrigérantes, - Solutions favorisant la réutilisation des eaux industrielles - Renforcement ou sécurisation des capacités de soutien d'étéage - Ajout de réservoirs de stockage d'effluents radioactifs liquides

Tableau 1 : Exemples de solutions d'adaptation proposées par EDF et objectifs associés

La position de l'ASNR

Les projections climatiques et hydroclimatiques

Les projections climatiques et hydroclimatiques établies par EDF ainsi que leur analyse pour en mesurer l'impact sur ses installations tirent profit d'un travail d'ampleur engagé par la R&D d'EDF. Compte tenu des incertitudes à l'horizon 2070, la sélection de plusieurs modèles et scénarios climatiques mise en œuvre par EDF est appropriée.

L'ASNR relève toutefois qu'EDF n'a pas cherché à intégrer les hypothèses les plus pénalisantes :

- les hypothèses ont été établies sur la base de la moyenne des résultats obtenus avec chacun des modèles climatiques des cinquièmes ou sixièmes rapports du GIEC sélectionnés par EDF, sans tenir suffisamment compte de la variabilité entre ces modèles. Ces projections ne prennent pas non plus en compte le scénario le plus pénalisant du sixième rapport du GIEC, à savoir le SSP5-8.5. Ce dernier scénario correspond à des émissions de gaz à effet de serre très élevées en fin de siècle, dues à une poursuite intensive de l'usage des énergies fossiles ;
- pour l'analyse des paramètres à enjeux pour la protection de l'environnement (température et débit des cours d'eau), EDF présente des résultats correspondant à une année moyenne à l'horizon de 2070, traduisant celle-ci en perte annuelle moyenne de production des centrales nucléaires au regard du nombre de jours d'atteinte des limites en vigueur encadrant la consommation d'eau prélevée par évaporation des tours aéroréfrigérantes, les rejets thermiques des centrales nucléaires ou les conditions de rejets des effluents radioactifs liquides. EDF n'a pas cherché à évaluer les effets d'une année plus exceptionnelle en termes de température ou d'étiage sur le fonctionnement normal des centrales nucléaires, y compris lorsque celles-ci peuvent être requises pour assurer une production minimale d'électricité afin d'assurer la sécurité du réseau électrique. De plus, EDF n'a pas considéré les autres usages de la ressource en eau qui pourraient évoluer à l'horizon de 2070.

Par ailleurs, EDF n'a pas intégré, dans son analyse des enjeux pour la protection de l'environnement, les situations de cumul du fonctionnement de plusieurs centrales nucléaires sur un même cours d'eau.

Le catalogue de solutions présentées par EDF

EDF a recensé des solutions possibles d'adaptation au changement climatique de ses centrales nucléaires. L'ASNR note toutefois qu'EDF n'apporte à ce stade aucun élément sur la faisabilité effective de la mise en œuvre des solutions d'adaptation ou d'atténuation retenues sur chacun des sites, en particulier en ce qui concerne leur maturité, certaines relevant encore de travaux de R&D, les contraintes d'implantation sur le terrain, ainsi que leur temps de déploiement. L'absence de ces éléments ne permet pas de conclure de façon certaine sur les capacités d'adaptation des centrales nucléaires aux impacts du changement climatique à l'horizon de 2070.

L'ASNR note également que les solutions visant à réduire les rejets thermiques, les prélèvements et consommation d'eau et les rejets d'effluents liquides dans l'environnement ne sont pas toutes matures et nécessitent d'être plus largement étudiées. D'autre part, EDF ne présente pas de solution visant à réduire les effluents liquides chimiques face à l'enjeu de dilution dans le cours d'eau en situation d'étiage.

La conclusion

La démarche mise en place par EDF apporte un éclairage sur les effets du changement climatique sur ses centrales nucléaires à l'horizon 2070, sur la base des projections climatiques et hydroclimatiques probables et de premières solutions d'adaptation envisagées.

Cette démarche n'a pas mis en évidence d'obstacle à une poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de leurs 60 ans. Elle comporte toutefois des limites, tant vis-à-vis de la sévérité des projections climatiques et hydroclimatiques prises en compte que du fait de l'absence à ce stade d'analyse de la faisabilité technique, de la durée de déploiement nécessaire ainsi que de la performance des solutions d'adaptation identifiées. Par ailleurs, les effets du changement climatique demeurent encore difficiles à appréhender dans toute leur complexité, notamment dans leurs dimensions systémiques.

Ainsi, l'ASNR considère que, face à un phénomène évolutif sur lequel les incertitudes sont importantes et les connaissances scientifiques progressent rapidement, il est important qu'EDF poursuive ses démarches prospectives. En particulier, l'ASNR attend qu'EDF mette à jour ses analyses dans le cadre de la phase générique des sixièmes réexamens périodiques, en prenant en compte les connaissances qui seront alors disponibles, en particulier les travaux du septième cycle d'évaluation du GIEC. Ces analyses devront permettre de confirmer le caractère suffisant et, si des solutions complémentaires s'avèrent nécessaires, la faisabilité des solutions techniques d'adaptation ou d'anticipation envisagées par EDF sur chacun des sites concernés.

Par ailleurs, une partie de l'adaptation repose aujourd'hui sur la baisse de la puissance des réacteurs, voire leur arrêt, en cas de température particulièrement élevée de l'eau ou d'étiage sévère, afin de limiter l'impact sur l'environnement. L'expérience des années passées montre que le réseau électrique n'est pas toujours en mesure de compenser l'arrêt de certains réacteurs, ce qui conduit EDF à solliciter des modifications temporaires des limites ou des conditions de rejet. L'ASNR considère que la modification de l'encadrement réglementaire ne peut constituer une réponse à elle seule. Elle rappelle que toute modification des limites de prélèvements d'eau en surface ou en nappe et des rejets des centrales nucléaires dans l'environnement doit être justifiée par une analyse des impacts sur le milieu naturel, fondée sur les connaissances scientifiques. Aussi, EDF doit dès à présent analyser le besoin de mettre en œuvre des dispositions d'adaptation dans les prochaines années afin d'éviter d'intensifier le recours à des dispositifs dérogatoires. EDF doit en particulier poursuivre le développement d'une approche territorialisée au regard notamment des effets cumulés potentiels liés à la présence de plusieurs sites nucléaires sur un même bassin versant, ainsi que des conditions associées aux multiples usages de la ressource en eau.

7. LA CONCLUSION DE L'ANALYSE

Au terme de son analyse, l'ASNR n'a pas identifié, en l'état des connaissances, d'obstacle à la poursuite de fonctionnement des réacteurs électronucléaires au-delà de leurs 60 ans pour lesquels EDF ne disposerait pas de levier d'action.

Toutefois, plusieurs sujets techniques, rappelés dans le tableau ci-dessous, nécessitent encore des travaux conséquents de la part d'EDF afin de confirmer l'efficacité des leviers correspondants et de constituer une démonstration de sûreté qui pourra être valorisée lors des futurs réexamens périodiques de ses réacteurs.

Par ailleurs, l'ASNR rappelle que la découverte de nouveaux phénomènes limitants vis-à-vis de la poursuite de fonctionnement reste possible et que la poursuite de fonctionnement de chaque réacteur reste conditionnée aux résultats des contrôles qui sont réalisés régulièrement, en particulier lors des réexamens périodiques. EDF devra porter une attention particulière à l'identification suffisamment précoce d'éventuels effets, potentiellement génériques du vieillissement dans les structures, systèmes ou composants difficilement contrôlables ou nécessitant des investigations complémentaires.

L'ASNR rappelle également l'importance du maintien des compétences, au sein d'EDF et de l'ensemble de ses prestataires et fournisseurs, afin de pouvoir assurer l'exploitation des réacteurs et réaliser les travaux qui seront nécessaires lors des prochains réexamens périodiques. EDF doit également maintenir ses efforts sur ses programmes de maîtrise de l'obsolescence des différents matériels de ses réacteurs.

*
* *

La démarche d'examen des perspectives de fonctionnement des réacteurs d'EDF au-delà de leurs 60 ans qui fait l'objet de ce rapport est une étape préalable au lancement des travaux portant sur le sixième réexamen périodique. L'ASNR a prévu, en lien avec EDF, d'instruire les sujets techniques identifiés au terme de cette démarche afin de disposer de conclusions qui pourront être prises en compte à partir du sixième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Par ailleurs, l'ASNR estime que les ambitions du sixième réexamen périodique devront être définies suffisamment en amont, en particulier en ce qui concerne les objectifs en matière de réévaluation de la sûreté.

Thématique	Actions attendues
Processus de maîtrise du vieillissement	Améliorer la traçabilité des dispositions prévues et effectivement mises en œuvre pour les structures, systèmes et composants difficilement contrôlables. Améliorer la prise en compte des spécificités ou des difficultés rencontrées lors des contrôles.
Stratégie de maintenance	Dresser le retour d'expérience d'utilisation de la maintenance prévisionnelle sur des matériels présentant des caractéristiques techniques et fonctionnelles comparables avant d'envisager de l'utiliser pour les matériels participant aux systèmes de sauvegarde.
Prélèvements sur les réacteurs définitivement arrêtés de Fessenheim	Prendre position sur l'opportunité et la faisabilité de prélèvements de parties en alliage Inconel sur un couvercle de cuve des réacteurs de Fessenheim. Prendre position sur la nécessité de réaliser des essais sur des câbles électriques prélevés sur le site de Fessenheim, compte tenu des résultats du programme international en cours sur la combustion de câbles vieillis. Étudier la faisabilité d'étendre les prélèvements sur les internes de cuve des réacteurs de Fessenheim, afin de compléter la connaissance des phénomènes. Intégrer des observations des zones peu ou pas accessibles lors du démantèlement. Préciser la nature des essais qui seront réalisés sur des matériaux prélevés sur des composants des circuits primaires principaux, en veillant à la représentativité des essais réalisés et leur méthode de réalisation.
Cuve	Apporter des compléments au dossier de justification de la méthode « Beremin industriel », notamment pour : étayer le programme de validation expérimentale afin d'élargir sa représentativité (en considérant les aspects portant sur le matériau, les chargements et la géométrie des défauts) ;

Thématique	Actions attendues
	- étudier la sensibilité de la méthode aux principaux paramètres influents identifiés lors de l'expertise préliminaire (tels que la forme des défauts sous revêtement susceptibles d'être rencontrés), aux maillages retenus dans les calculs numériques et aux hypothèses retenues concernant les déformations du matériau. Apporter des compléments au dossier de justification de la méthode RT_{T0}, notamment pour : - compléter le programme de validation expérimental en tenant compte des forts niveaux d'irradiation et en s'assurant du caractère enveloppe des prévisions par rapport à tous les résultats d'essais disponibles ; - décrire les modalités opérationnelles envisagées par EDF pour l'application de cette méthode à une cuve. Réaliser une étude de faisabilité du chauffage de l'eau de l'injection de sécurité pour les réacteurs de 1300 MWe de type P4.
Coudes E	Compléter la base de données expérimentales sur laquelle repose la justification de la méthode J0,2DF afin de garantir une représentativité suffisante des défauts susceptibles d'être réellement rencontrés dans les coudes E concernés par l'application de cette méthode et en tenant compte du vieillissement du matériau. Préciser le cadre d'application de la méthode Gfr et étayer son dossier de justification, notamment pour ce qui concerne la justification des paramètres matériaux retenus. Poursuivre les travaux de développement d'essais non destructifs en cours, qui visent à disposer d'un procédé d'essai non destructif de la paroi interne des coudes E.
Puits de cuve	Réaliser les études encore nécessaires de résistance structurelle pour chacun des types de réacteurs, en : - réalisant une analyse spécifique de la tenue du béton dans la zone des appuis de la cuve ; - justifiant le conservatisme des paramètres influents dans les études pour chaque type de réacteur ; - intégrant les spécificités des sites (sol, séisme, etc.) et utilisant si nécessaire un modèle numérique à l'état de l'art.
Internes de cuve	Intégrer les enseignements des programmes de recherche sur les mécanismes de vieillissement et les avancées en matière de développement de moyens de contrôle dans le cadre des réexamens périodiques. Compléter le programme de recherche pour conforter les estimations sur le gonflement sous irradiation.
Enceintes de confinement	Achever les calculs de projection du comportement mécanique des enceintes pour l'ensemble des réacteurs. Évaluer l'impact des pathologies du béton par un modèle numérique pour le réacteur concerné.
Tassements différentiels des ouvrages de génie civil	Réaliser, pour l'ensemble des sites, des vérifications de l'état des joints entre bâtiments et s'assurer qu'ils sont conformes aux exigences applicables. Adapter le programme de maintenance en conséquence pour les zones inaccessibles.
Tuyauteries à double enveloppe des systèmes de sauvegarde	Adapter la surveillance et la maintenance pour prendre en compte le retour d'expérience.
Câbles électriques	Intégrer les enseignements des programmes de recherche et d'expertise dans le cadre des réexamens périodiques. Développer un outil prédictif adapté et des contrôles non destructifs.
Modulation de puissance des réacteurs	Poursuivre l'analyse des conséquences de l'accroissement de la modulation de puissance sur les différents domaines en lien avec la sûreté nucléaire et la protection de l'environnement. Analyser particulièrement les impacts sur les composants non remplaçables ou dont le remplacement doit être anticipé, et ceux sur les organisations.
Changement climatique	Poursuivre les démarches visant à améliorer les connaissances scientifiques sur l'évolution des phénomènes climatiques et leur impact sur les centrales nucléaires, tant du point de vue de la sûreté nucléaire que de la protection de l'environnement. Dans le cadre de la phase générique des sixièmes réexamens périodiques, mettre à jour les analyses prospectives en prenant en compte les connaissances qui seront alors disponibles, en particulier les travaux du septième cycle d'évaluation du GIEC, et confirmer le caractère suffisant et, si des solutions complémentaires s'avèrent

Thématique	Actions attendues
	nécessaires, la faisabilité des solutions techniques d'adaptation ou d'anticipation envisagées par EDF sur chacun des sites concernés.
	Analyser le besoin de mettre en œuvre des solutions d'adaptation dans les prochaines années afin d'éviter d'intensifier le recours à des dispositifs dérogatoires vis-à-vis des autorisations de prélèvements et de rejets dans l'environnement.

Tableau 2 : Sujets devant être traités prioritairement par EDF avant le sixième réexamen périodique

