

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2025-031354

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Saint-Laurent-des-Eaux
CS 60042
41220 SAINT-LAURENT-NOUAN

Orléans, le 16 mai 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base

CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux - INB n° 100 – réacteur n° 1

Lettre de suite des inspections des 30 avril, 6 et 12 mai 2025 sur le thème « application de l'arrêté ministériel du 10 novembre 1999 modifié »

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2025-0824 des 30 avril, 6 et 12 mai 2025

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Code de l'environnement, notamment son chapitre VII du titre V du livre V et L 593-33
[3] Arrêté du 10 novembre 1999 modifié relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression
[4] Compte-rendu détaillé des contrôles réalisés au titre de la visite complète référencé D5160BILN0087 indice 1 du 28 avril 2025
[5] Règle nationale de maintenance « requalification et réépreuve hydraulique du CPP » référencée D455020005350
[6] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en références [1] et [2], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, trois inspections ont eu lieu les 30 avril, 6 et 12 mai 2025 dans le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux sur le thème « application de l'arrêté du 10 novembre 1999 [3] », dans le cadre de la requalification périodique du circuit primaire principal (CPP) du réacteur n° 1.

Ces contrôles sur site viennent en complément des instructions réalisées les 5, 6, 11 et 12 mai 2025 des bilans de fuites aux pressions de 27 et 154 bar.

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

En application de l'article 15 de l'arrêté [3], le circuit primaire principal (CPP) d'un réacteur nucléaire est soumis à requalification périodique. Cette requalification, réalisée au plus tard tous les 10 ans, est constituée d'une visite complète effectuée sous la direction de l'exploitant, d'une épreuve hydraulique et d'un examen des dispositifs de sécurité du CPP.

Dans le cadre de la visite complète, un compte-rendu détaillé mentionnant les procédés utilisés, les constatations faites et en particulier les défauts relevés, et les mesures prises suite à celles-ci doit être présenté à l'ASNR avant l'épreuve. Ce compte-rendu, constitué de plusieurs documents dont le bilan [4], a été transmis à l'ASNR le 28 avril 2025 et a fait l'objet d'un examen par sondage lors de l'inspection réalisée sur site le 30 avril 2025.

Les inspecteurs ont ainsi contrôlé la conformité aux dispositions des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) applicables au CPP de diverses activités d'examens non destructifs (END) et de maintenance d'organes de robinetterie réalisées lors de la visite décennale du réacteur n° 1 actuellement en cours. Sur la vingtaine de gammes examinées et suite aux échanges avec vos représentants lors de cette inspection, les inspecteurs ont constaté plusieurs anomalies qui n'ont pas été détectées par vos équipes lors des analyses premier niveau – dites analyses 1N (analyses visant à statuer sur la conformité d'une opération de maintenance ou d'un essai périodique) et qui auraient pu vous conduire à déclarer des activités de maintenance comme étant non conformes aux prescriptifs de maintenance. Dans ces conditions et considérant que ce constat vous a déjà été notifié, les dispositions organisationnelles nécessaires doivent être prises dans les meilleurs délais afin d'améliorer de manière pérenne la qualité de vos analyses 1N.

Par ailleurs, à l'instar de ce qui a été constaté lors d'inspections similaires réalisées sur les sites de la plaque Val de Loire, les inspecteurs ont constaté que les gammes de contrôle, les descriptifs de mode opératoire intégrés (DMOI) ou les rapports d'expertise élaborés par vos services centraux ne reprennent pas toujours explicitement les exigences de maintenance définies dans les PBMP, entraînant ainsi des difficultés pour vos équipes pour justifier auprès de l'ASNR du respect de ces exigences et *in fine* démontrer la conformité des opérations réalisées. Dès lors, il apparaît nécessaire, avec l'appui de vos services centraux, de modifier les gammes d'activités afin que ces dernières permettent d'assurer explicitement l'enregistrement des actions de maintenance prescrites par les PBMP.

L'inspection du 12 mai 2025 avait quant à elle pour objectif de vérifier l'état du CPP soumis à la pression d'épreuve ainsi que l'absence de fuite, de déformation ou de défectuosité des équipements au palier d'épreuve. Au cours de cette inspection, les inspecteurs se sont intéressés aux étapes de préparation et de vérification des conditions de réalisation de l'épreuve ainsi qu'à la réalisation de l'épreuve elle-même, en procédant à un premier contrôle d'équipements du couvercle de cuve à 172 bar puis au contrôle visuel complet des équipements du CPP (y compris le couvercle) au palier de 206,5 bar. Les inspecteurs se sont ainsi attachés à vérifier la conformité aux règles applicables :

- de la documentation préalable à l'épreuve ;
- de la configuration des circuits soumis à la pression d'épreuve ;
- de la quantification des fuites issues du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur ;
- du suivi des enregistrements issus de l'écoute acoustique de la structure des équipements.

L'inspection du 12 mai 2025 n'a pas mis en évidence de fuite externe ou de déformations apparentes du CPP du réacteur n° 1 du CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux. Même si plusieurs constats ont été relevés lors de la visite au palier d'épreuve, pour lesquels il conviendra d'apporter les justificatifs de leur traitement, les inspecteurs considèrent que le CPP avait été préparé par vos équipes de manière globalement satisfaisante. Il est toutefois à noter que la présente lettre de suites porte plusieurs demandes et observations qui devront être prises en compte

pour les prochaines épreuves hydrauliques (entreposage des battants des clapets, tournée robinetterie, élaboration des bilans de fuite...)

La visite au palier d'épreuve hydraulique, complétée par les résultats de l'examen des dispositifs de sécurité et l'analyse des enregistrements issus de l'écoute acoustique, donnera lieu à l'émission d'un procès-verbal lors du redémarrage du réacteur n° 1 à l'issue de sa quatrième visite décennale, si l'ensemble des éléments transmis s'avère satisfaisant.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

∞

II. AUTRES DEMANDES

Analyses premier niveau des activités de maintenance

L'article 2.2.2 de l'arrêté [6] dispose que « *I. L'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance lui permettant de s'assurer :*

- *qu'ils appliquent sa politique mentionnée à l'article 2.3.1 et qui leur a été communiquée en application de l'article 2.3.2 ;*
- *que les opérations qu'ils réalisent, ou que les biens ou services qu'ils fournissent, respectent les exigences définies ;*
- *qu'ils respectent les dispositions mentionnées à l'article 2.2.1.*

Cette surveillance est proportionnée à l'importance, pour la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, des activités réalisées. Elle est documentée dans les conditions fixées à l'article 2.5.6. Elle est exercée par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires. ».

L'article 2.5.6 de l'arrêté [6] précise quant à lui que « *les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies* ».

Le référentiel managérial « EIP/AIP et leurs exigences définies » référencé D455019007553 indice 1 identifie comme étant une AIP (Activité Importante pour la Protection des intérêts) les activités suivantes :

- la réalisation d'une intervention de maintenance (préventive ou curative) sur un matériel EIP (Elément Important pour la Protection des intérêts) ;
- la réalisation des inspections visuelles sur les EIP ;
- la réalisation des examens non destructifs (END) sur les EIP.

Lors de l'inspection du 30 avril 2025 et attendu que ces activités ont été déclarées « réalisées conformes » dans le bilan [4], les inspecteurs ont examiné les documents relatifs aux activités de maintenance et d'END suivantes réalisées sur des EIP :

- examen par ressuage des liaisons bimétalliques des tubulures G et H et des anneaux de sécurité au niveau du la cuve du réacteur ;
- visite interne du robinet 1 RCP 121 VP ;
- examens détaillés des supports des tuyauteries auxiliaires de diamètre intérieur supérieur ou égal à 25 mm sur le système RCP (circuit primaire) ;

- contrôle à chaud et à froid des dispositifs autobloquants (DAB) du système RCP pour les niveaux 3 et 4 du bâtiment réacteur.

Concernant l'examen par ressuage précité, les inspecteurs ont constaté que le rapport d'expertise mentionne un niveau d'éclairement de 100 lux pour l'examen de la soudure S10/H3. Or, la procédure qualifiée qui définit les modalités de réalisation d'un ressuage définit un niveau d'éclairement minimal de 500 lux. Au regard de ce constat, vos représentants ont indiqué qu'il s'agit d'une coquille dans le rapport d'expertise et que le niveau d'éclairement relevé était de 1 000 lux, sans toutefois fournir de mode de preuve permettant d'étayer ce propos.

Concernant la visite interne du robinet 1 RCP 121 VP, la gamme opératoire demande notamment la mesure du jeu corps/chapeau ainsi que la mesure du parallélisme. Concernant cette dernière, le rapport d'expertise ne mentionne pas si celle-ci a été réalisée et est conforme. Interrogés sur ce constat, vos représentants ont indiqué que cette mesure a *a priori* été réalisée par le prestataire mais n'a pas été reportée dans le rapport d'expertise.

Concernant les examens détaillés des supports cités supra, le PBMP référencé PB 900-AM-440-01 indice 5 relatif aux tuyauteries auxiliaires du CPP en définit le contenu attendu. Il indique explicitement que « ceux-ci consistent en un examen visuel des éléments constitutifs du support (pièces d'attache ou patins, boîtes à ressort, tiges de suspension, bâtis d'ancrage) avec dépose du calorifuge environnant s'il gêne l'accès au support, permettant de déceler tout désordre et en particulier les déformations plastiques ».

Or, pour plusieurs supports, la gamme mentionne que certaines exigences du PBMP n'ont pas pu être vérifiées en raison de la présence de calorifuges, ce qui constitue par conséquent un écart.

Par ailleurs, ces examens comportent des contrôles « à chaud » et « à froid » des supports. Les inspecteurs ont constaté dans la gamme relative au contrôle « à chaud » que le prestataire avait indiqué la mention « support inexistant » pour les supports R512-11A et R522-7A. Or, pour la gamme relative au contrôle « à froid », les supports ont été contrôlés par le prestataire et sont mentionnés « conformes ». Postérieurement à l'inspection du 30 avril 2025, vos représentants ont indiqué par courriel aux inspecteurs que les supports ne sont plus en place sur l'installation car démontés depuis 1978 et 1979. En conséquence, outre le fait que ces supports sont toujours mentionnés dans le cahier de supportage et dans la gamme de contrôle, ce qui démontre que ces documents ne sont pas à jour, les inspecteurs s'interrogent sur l'effectivité des contrôles réalisés par votre prestataire dès lors que des supports inexistants sont mentionnés comme « contrôlés conformes ». Par courriel du 2 mai 2025, vous avez indiqué qu'il s'agit d'une erreur de votre prestataire liée au fait que votre gamme opératoire n'est pas à jour.

Enfin, concernant le contrôle des DAB, le PBMP référencé PB 900-AM-400-03 indice 3 précise la nature des contrôles à réaliser « à chaud » et « à froid ». Telles que les gammes opératoires ont été complétées par le prestataire, les points à contrôler « à froid » l'ont été « à chaud ». Postérieurement à l'inspection, par courriel en date du 2 mai 2025, vous avez indiqué que *vos partenaires admettent une mauvaise retranscription des contrôles dans la gamme et que les gammes ont été reprises*.

Au regard des résultats du contrôle de l'ASNR qui est effectué par sondage, **je considère que la qualité des analyses 1N réalisées par vos équipes n'est pas à l'attendu dès lors que les écarts précités ont été relevés par l'ASNR et non par vos équipes**. J'attire votre attention sur le fait que ce constat ne constitue pas un cas isolé puisque des demandes relatives à l'amélioration de la qualité de vos analyses 1N vous ont déjà été formulées, notamment dans les lettres de suite des inspections référencées INSSN-OLS-2022-0669 et INSSN-OLS-2024-0807.

Par ailleurs, je vous rappelle que plusieurs événements significatifs pour la sûreté en lien avec le contrôle des DAB et des supports prescrits par les PBMP précités ont été déclarés par le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux en 2022, sans que les actions d'amélioration définies dans les comptes rendus d'événements significatifs ne se soient avérées pérennes puisque des écarts sur la qualité des analyses 1N sont à nouveau constatés en 2025.

Demande II.1 : prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour améliorer de manière pérenne la qualité des analyses 1N réalisées par le site et assurer l'exactitude des informations communiquées à l'ASNR, notamment dans le cadre des dossiers transmis en lien avec la gestion des arrêts de réacteur (bilans « 110° » et divergence).

Demande II.2 : procéder à une nouvelle analyse 1N de l'ensemble des activités mentionnées « conformes » dans le bilan [4] relatives aux contrôles des supportages et des DAB et m'informer des éventuelles anomalies détectées et du traitement associé.

Demande II.3 : procéder aux examens détaillés des supports des tuyauteries auxiliaires du CPP selon les dispositions du PBMP référencé PB 900-AM-440-01 indice 5 (en déposant le calorifuge environnant si celui-ci gêne l'accès au support).

Demande II.4 : mettre à jour le(s) cahier(s) de supportage et la (les) gamme(s) opératoire(s) de contrôle pour les examens généraux et détaillés des supports des tuyauteries auxiliaires de diamètre intérieur supérieur ou égal à 25 mm sur le système RCP.

Demande II.5 : analyser l'ensemble des constats précités sous l'angle déclaratif (cf. article 2.6.4 de l'arrêté [6]).

Mise en œuvre des PBMP

En complément de l'article 2.5.6 de l'arrêté [6] cité supra, l'article 12 de l'arrêté [3] dispose que « l'exploitant met en œuvre les moyens nécessaires pour connaître l'évolution, en exploitation, des propriétés des matériaux constitutifs des appareils ayant un impact sur le maintien de leur intégrité ».

Dans ce cadre, la société EDF a établi des PBMP visant à définir la nature, la périodicité et l'objectif des END à réaliser sur chaque composant du CPP (générateurs de vapeur, tuyauteries primaires, cuve, pressuriseur...) afin de détecter les défauts qui seraient préjudiciables à l'intégrité de ce composant.

L'article 15 de l'arrêté [3] dispose :

- « Les appareils [notamment le CPP] sont soumis à requalification périodique. A ce titre, chacun des appareils subit périodiquement, à la diligence de l'exploitant, une requalification complète comprenant une visite complète réalisée sous la direction de l'exploitant, une épreuve hydraulique et un examen des dispositifs de sécurité réalisé sous la direction de l'exploitant », ces étapes devant être réalisées dans l'ordre précité.
- « L'exploitant dresse de cette visite complète un compte rendu détaillé mentionnant les procédés utilisés, les constatations faites et en particulier les défauts relevés, et les mesures prises suite à celles-ci. Ce compte rendu est présenté à l'Autorité de sûreté nucléaire¹ avant l'épreuve. Avec l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire, certains contrôles peuvent toutefois être effectués après l'épreuve et avant remise en service de l'appareil ».

Les PBMP établis en application de l'article 12 précité identifient les contrôles à réaliser dans le cadre de la visite complète du CPP et conformément à l'article 15 précité, le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux a transmis le 28 avril 2025 le bilan [4] qui est un document constitutif du compte-rendu de la visite complète.

¹ L'arrêté [3] datant de 1999, les références à l'ASN doivent être entendues comme des références à l'ASNR aujourd'hui

Le 30 avril 2025, les inspecteurs ont procédé à un examen par sondage du bilan [4] afin de vérifier que les activités de maintenance et de contrôle mentionnées dans celui-ci comme étant « réalisées conformes » l'étaient effectivement. Les inspecteurs ont ainsi notamment examiné les documents en lien avec les visites internes des organes de robinetterie suivants : 1 RCP 121 VP, 1 RCP 212 VP, 1 RIS 042 VP et 1 RCV 002 VP.

Après analyse, il s'avère que les inspecteurs n'ont pas été en mesure de s'assurer que l'ensemble des exigences définies dans le PBMP référencé PB 900-AM-050-07-03 applicable à la robinetterie du CPP était vérifié dès lors que celles-ci ne sont pas reprises explicitement dans les rapports d'expertise associés.

Considérant que les gammes sont élaborées par les entités nationales d'EDF (gammes dites « palier »), ce constat ne concerne pas que le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux et a déjà été relevé à plusieurs reprises sur les autres sites de la plaque Val-de-Loire, sans que les modifications nécessaires n'aient été apportées aux documents. Il ne concerne pas non plus que le PBMP robinetterie du CPP puisque des constats similaires ont été faits sur d'autres PBMP CPP/CSP.

En conséquence, il est attendu par l'ASNR que les gammes utilisées, qui visent *in fine* à démontrer le respect des exigences des PBMP, reprennent exhaustivement et explicitement celles-ci. A défaut, l'ASNR pourra être amenée à considérer que l'activité ne peut être considérée comme « réalisée conforme » dès lors que l'exploitant ne serait pas en capacité de démontrer le respect des exigences des PBMP, ce qui aurait inévitablement un impact dans le cadre de l'instruction des dossiers associés au redémarrage des réacteurs (bilans 110°C et divergence).

Demande II.6 : veiller, avec l'aide de vos services centraux, à disposer de gammes opératoires et de rapports d'expertise permettant de démontrer explicitement le respect des exigences de maintenance définies dans les PBMP associés aux CPP/CSP.

Traitement des constats

L'article 15.III de l'arrêté [3] dispose que « l'épreuve hydraulique sous pression de chacun des appareils a lieu en présence d'un représentant mandaté par l'Autorité de sûreté nucléaire. La pression d'épreuve est au moins égale à 1,2 fois la pression de conception de l'appareil considéré. L'épreuve doit être supportée sans défectuosité grave et sans fuite significative ».

Si elle n'a pas mis en évidence de déformation ou de défectuosité des équipements, la visite au palier d'épreuve de 206,5 bar réalisée le 12 mai 2025 a néanmoins fait l'objet de plusieurs constats (présence de traces de bore sur certains organes de robinetterie et sur des tuyauteries, présence de scotch sur des tuyauteries, présence d'un boulon sur le couvercle de cuve...). Ceux-ci ont été reportés directement sur les gammes de visite visées par les inspecteurs à l'issue de l'inspection et qui ont été transmises à vos représentants.

Demande II.7 : informer l'ASNR des dispositions prises pour traiter chacun de ces constats avant la transmission du bilan prévu à l'article 16 de l'arrêté [3].

Bilan de fuite et tournées robinetterie

La prescription P11 de la RNM [5] précise que *les bilans de fuite calculés lors des épreuves hydrauliques seront réalisés selon la procédure D455015009075 et en utilisant l'application nationale de calcul des bilans de fuite de l'UNIE.*

2 bilans de fuite sont à fournir :

- Le bilan 27 bar, non réglementaire, sera transmis à la Division territorialement compétente de l'ASNR qui pourra ainsi apprécier la préparation de l'épreuve. Il est réalisé sur une période de 2h.

- Le bilan à 154 bar, réglementaire, sera réalisé à la pression de fonctionnement de 154 bar, pendant une période de 4h.

[...]

Les documents suivants seront envoyés à la Division territorialement compétente de l'ASNR pour les 2 bilans :

- impression du bilan de fuite au palier considéré obtenu par l'application nationale, signé et accompagné du fichier de calcul,
- résultats des collectes APG [système de purge des générateurs de vapeur] et débits de fuite primaire/secondaire corrigés qui en découlent ;
- relevés Patern ou équivalent, avec les explications nécessaires à la compréhension du bilan
- résultats des fuites externes identifiées lors de la tournée CPP (à 154 bar aucune fuite externe n'est tolérée),
- pour le bilan 154 bar, résultats des examens visuels des canalisations de faible diamètre avec l'attestation d'absence de fuite.

Au regard d'un aléa survenu sur les joints Conoseal® des colonnes de thermocouples RIC (système d'instrumentation du cœur), plusieurs bilans de fuite ont été réalisés à 27 et 154 bar et ont été transmis à l'ASNR.

L'instruction de ceux-ci par l'ASNR appelle les observations suivantes :

- pour de nombreux organes de robinetterie (1 RCV 066 / 067 / 076 VP...), des traces de bore sec ont été relevées lors de la tournée robinetterie réalisée le 7 mai 2025 alors que la gamme complétée lors de la tournée du 6 mai 2025 mentionnait « RAS » ;
- pour plusieurs organes de robinetterie (1 RIS 507 VP, 1 RCV 250 VP...), des traces de bore sec ont été relevées lors de la tournée robinetterie réalisée le 6 mai 2025 alors que la gamme complétée lors de la tournée du 7 mai 2025 mentionne « RAS » ; or, aucun nettoyage n'a *a priori* été réalisé dans l'intervalle ;
- les robinets 1 RCV 095 / 878 / 879 / 881 / 882 VP (liste non exhaustive) sont mentionnés « sous calorifuge » lors des contrôles réalisés les 6 et 7 mai 2025 mais pas lors du contrôle mené le 12 mai 2025 ; à l'inverse, les robinets 1 RCV 647 VP et 1 RIS 558 VP sont mentionnés « sous calorifuge » dans la gamme complétée le 12 mai alors que les mentions « RAS » ou « bore sec » figurent dans les gammes des 6 et 7 mai ; or, aucun calorifugeage ou décalorifugeage n'a *a priori* été réalisé dans l'intervalle.
- des erreurs de locaux sont identifiées dans la gamme de contrôle du 12 mai (1HR220/210, 1HR220/330) alors que ces erreurs n'étaient pas relevées les 5 et 6 mai, lors des contrôles précédents.

Les constats précités amènent les inspecteurs à s'interroger sur la rigueur avec laquelle sont effectués les tournées robinetterie et le remplissage des gammes associées.

Demande II.8 : prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour assurer avec rigueur les tournées robinetterie et le remplissage des gammes de contrôle associées.

Collecte des fuites primaire/secondaire

La RNM [6] précise que le générateur de vapeur (GV) participe pleinement à la détermination du bilan de fuite du CPP, notamment par l'établissement des fuites éventuelles au niveau du faisceau tubulaire appelées « fuites primaire/secondaire ». Les faisceaux des GV n'étant pas accessibles visuellement, un dispositif doit être mis en place et pouvoir assurer :

- la collecte et la mesure volumétrique des fuites primaires/secondaires sur chaque GV pendant l'épreuve,
- l'évacuation des fuites constatées sur les GV vers RPE.

Dans ce cadre, plusieurs collectes de fuites sont réalisées à différents paliers de pression (27, 154 et 206 bar) et les résultats de celles-ci sont transmis à l'ASNR.

Lors du bilan de fuite 27 bar réalisé le 11 mai 2025, les documents transmis mettaient en évidence la présence d'eau collectée au niveau des 3 GV.

Lors du bilan de fuite 154 bar réalisé le 12 mai 2025, les documents transmis montraient l'absence d'eau collectée sur les 3 GV, ce qui peut être représentatif d'une perte de la saturation des GV qui est nécessaire pour quantifier les fuites primaire/secondaire.

Or, lors de la visite au palier d'épreuve réalisée à 206,5 bar le 12 mai 2025, une quantité d'eau significative a été récupérée au niveau du GV n° 1 et de l'eau a également été collectée au niveau des GV n° 2 et 3.

Cette situation laisse à penser à une erreur de lignage lors de la collecte à 154 bar.

Demande II.9 : préciser si une erreur de lignage pour la collecte des fuites primaire/secondaire au palier 154 bar a pu être commise le 12 mai 2025. A défaut, expliciter techniquement comment une collecte est possible à 206 bar alors qu'elle était nulle à 154 bar.

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE A L'ASNR

Activités vues sans écart

Observation III.1 : lors de l'inspection du 30 avril 2025, l'examen des gammes associées aux activités de maintenance et d'END suivantes issues du bilan [4] n'a pas appelé d'observation de la part des inspecteurs :

- examen par ressuage des soudures des oreilles de levage de la cuve du réacteur ;
- examen par magnétoscopie des écrous de la cuve du réacteur ;
- examen par ultrasons de la soudure de la jupe sur le fond du pressuriseur ;
- examen par radiographie des liaisons bimétalliques au niveau des 3 lignes de sûreté et de la ligne de décharge 6" du pressuriseur ;
- examen par ultrasons de la soudure et du congé de raccordement de la plaque tubulaire sur le fond du GV n° 1 ;
- examen par ressuage des liaisons bimétalliques des tubulures d'entrée et de sortie sur le GV n° 3 ;
- examen par ultrasons sur une longueur de 200 mm en amont de la soudure amont de 1 RCP 120 VP ;
- examen par radiographie de la soudure de piquage 6" sur la tuyauterie 1 RCP 044 TY ;
- examen par radiographie de la soudure 1024 2C4Z sur la tuyauterie 1 RCP 002 TY ;
- examen visuel du support-poids de la ligne d'expansion du pressuriseur ;
- contrôle dimensionnel du plan de joint de volute de la pompe 1 RCP 002 PO

Réalisation des examens non destructifs

Observation III.2 : l'article 2.5.5 de l'arrêté [6] dispose que *les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation sont réalisés par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires.*

La réalisation des END sur des EIP ayant été définie par EDF comme étant une AIP, les inspecteurs ont vérifié que les intervenants en charge des END disposaient d'une certification COFREND en vigueur adaptée à l'END mis en œuvre, attendu que cette certification atteste des compétences et qualifications nécessaires pour l'END considéré (ressuage, ultrasons, radiographie...).

Il n'a pas été détecté d'écart lors du contrôle mené le 30 avril 2025.

Activités de préparation de l'épreuve hydraulique

Observation III.3 : les dossiers de suivi d'intervention relatifs aux opérations de mise en place des étriers au niveau des détecteurs pilote d'isolement des soupapes SEBIM ont été consultés lors de l'inspection du 12 mai 2025 et n'ont pas appelé d'observation.

Observation III.4 : la prescription P19 de la RNM [5] dispose qu' « avant l'épreuve, l'exploitant sera en capacité de justifier de l'étalonnage, de la calibration et de la précision de l'instrumentation mise en place pour le calcul des bilans de fuite ». La RNM indique par ailleurs que les procès-verbaux (PV) d'étalonnage ou de suivi des capteurs nécessaires à l'épreuve doivent être tenus à disposition de l'ASNR.

Lors de l'inspection du 6 mai 2025, les PV d'étalonnage des sondes de température installées sur le CPP, des manomètres d'épreuve et des différents enregistreurs ont été contrôlés par les inspecteurs ; ce contrôle n'a pas mis en évidence d'écart.

Observation III.5 : pour la réalisation de l'EH CPP, il est nécessaire de déposer 4 battants de clapets. Lors de l'inspection menée le 6 mai 2025, vos représentants ont indiqué ne pas être en mesure de présenter aux inspecteurs le battant démonté sur le clapet 1 RCP 322 VP, celui-ci n'ayant pas été retrouvé.

Vos représentants ont alors transmis comme mode de preuve le dossier de suivi d'intervention associé à l'activité de visite interne de ce robinet dans lequel figure une étape, datée du 11 avril 2025, relative au remontage du chapeau du robinet sans le battant pour la réalisation de l'EH, associée à un point d'arrêt.

Il est à noter que le battant a finalement été retrouvé et que celui-ci a pu être présenté aux inspecteurs lors du contrôle mené le 12 mai 2025.

Les inspecteurs ont relevé les numéros de série des pièces démontées et ont pu établir, sur la base des éléments transmis dans le dossier d'épreuve, que les pièces présentées correspondaient bien aux battants à démonter.

Cette situation doit vous conduire à prendre les dispositions organisationnelles nécessaires au bon entreposage des battants des clapets démontés.

Observation III.6 : au regard du retour d'expérience constaté sur le CNPE de Chinon en 2019 et 2020 lors de la réalisation d'épreuves hydrauliques du CPP, les inspecteurs ont procédé le 6 mai 2025 à un contrôle visuel, au palier 172 bar, des quatre colonnes des thermocouples RIC du couvercle de cuve. La présence d'un liseré de bore a été constatée sur la colonne C5.

Dans ce cas de figure, la RNM [5] fixe la recommandation R12 suivante : « en cas de trace de bore, un nettoyage sera effectué suivi d'une nouvelle inspection après au moins 2 heures à pression stabilisée sans démarrage ni arrêt de pompe primaire ». Un nettoyage a donc été réalisé par vos équipes et les inspecteurs ont procédé à un nouveau contrôle de la colonne C5 deux heures après.

Le liseré de bore étant réapparu, l'ASNR a pris la décision de ne pas réaliser l'EH le 6 mai 2025.

A la suite du changement des joints Conoseal® des quatre colonnes de thermocouples réalisé entre le 8 et le 11 mai 2025, un nouveau contrôle des colonnes a été réalisé le 12 mai 2025 et considérant l'absence de liseré de bore, la visite au palier d'épreuve a pu être réalisée le 12 mai 2025.

Observation III.7 : l'article 15.III de l'arrêté [3] dispose qu' « en cas de risque inacceptable pour le personnel chargé de l'inspection pendant l'épreuve, des moyens de substitution au contrôle visuel seront employés après qualification préalable dans les conditions prévues à l'article 8 ».

Un procédé d'étude acoustique a ainsi été qualifié afin de se substituer au contrôle visuel de certaines zones non contrôlables en raison d'une dosimétrie élevée et/ou du caractère inaccessible ou difficile d'accès de celles-ci.

Préalablement à la visite au palier d'épreuve, il est nécessaire de procéder à un calibrage du dispositif d'étude acoustique et à une vérification du respect des critères définis dans le cadre de la qualification du procédé. Les inspecteurs ont constaté en présence de votre prestataire en charge de la réalisation de l'étude acoustique la difficulté d'obtenir des valeurs de bruit conformes au palier 172 bar.

Après investigations, il s'est avéré que les variations de bruit observées étaient liées à la réalisation, pendant cette étape de calibration, d'un essai périodique sur un groupe électrogène de secours associé au réacteur n° 1.

Alors que le procédé d'étude acoustique est extrêmement sensible aux vibrations et aux bruits et qu'il convient en conséquence de ne réaliser aucune activité pendant l'étape de calibration du dispositif, les inspecteurs regrettent le retard pris dans la réalisation de la visite au palier d'épreuve au regard de la décision du service conduite de réaliser un essai périodique qui aurait pu l'être ultérieurement.

Les inspecteurs vous invitent à prendre en compte ce retour d'expérience pour les prochaines requalifications périodiques du CPP.

Observation III.8 : Deux bilans de fuite à 27 bar ont été réalisées par vos équipes les 5 et 11 mai 2025 et trois bilans de fuite à 154 bar ont été effectués les 6, 7 et 12 mai 2025. L'ensemble de ces bilans de fuites a été instruit par l'ASNR.

Indépendamment de la demande en lien avec la qualité des tournées robinetterie effectuée (cf. demande II.8), l'instruction du bilan de fuite à 154 bar transmis par vos équipes le 12 mai 2025 a conduit l'ASNR à vous demander de reprendre celui-ci puisque la donnée associée au capteur 1 RPE 002 MN et mentionnée dans le calcul du bilan ne correspondait pas à celle figurant dans le relevé PATERN.

Même si cette erreur ne remettait pas en cause le caractère acceptable du bilan de fuite, les inspecteurs considèrent que celle-ci aurait dû être détectée par vos équipes lors de l'analyse 1N et non par l'ASNR, ce qui fait écho à la demande II.1 du présent courrier.

Propreté radiologique

Observation III.9 : Lors de la visite au palier d'épreuve réalisée le 12 mai 2025 et en raison d'une contamination surfacique du local dans lequel sont installées les soupapes SEBIM® du pressuriseur, l'inspecteur en charge de la boucle « pressuriseur » a constaté la nécessité de porter une surtenu de type TYVEK® pour pouvoir accéder à celui-ci.

Compte tenu du port de la tenue anti-chaaleur pour la réalisation d'une épreuve hydraulique, le port de la TYVEK® limite grandement (voire annule) l'intérêt de porter la tenue anti-chaaleur. Les inspecteurs considèrent que la décontamination de ce local aurait dû être réalisée au préalable de l'épreuve afin de s'affranchir du port de la tenue TYVEK®.

Par ailleurs, un local était interdit d'accès au niveau -3,5 m du bâtiment réacteur en raison d'une forte contamination radiologique (présence significative de trace de bore au sol). Or, des organes de robinetterie et des

tuyauteries à contrôler au palier d'épreuve sont situées dans ce local. Après échanges avec le service prévention des risques, l'inspecteur a pu accéder au local pour procéder au contrôle nécessaire en mettant des surchaussures mais malgré cette protection, les deux chaussures ont été détectées contaminées au contrôleur mains/pieds en sortie du bâtiment réacteur.

Ce local étant indiqué contaminé depuis le 2 mai 2025, je considère que le site aurait dû engager les actions nécessaires avant la réalisation de la visite au palier d'épreuve.

A noter également qu'une grande partie des agents ayant participé à l'épreuve a constaté une ou plusieurs contaminations des chaussures lors des contrôles en sortie du bâtiment réacteur, confirmant ainsi une dispersion significative de la contamination dans ce bâtiment et donc une propreté radiologique perfectible.

»

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois **et selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASNR (www.asnr.fr).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

L'adjoint à la cheffe de la division d'Orléans

Signé par : Christian RON