

Division de Lyon

Référence courrier : CODEP-LYO-2026-001337

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire  
de production d'électricité de Cruas-Meysses  
Electricité de France  
BP 30  
07350 CRUAS**

Lyon, le 22 janvier 2026

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base (INB)  
Lettre de suite des inspections des 20 août, 28 août, 16 octobre et 5 novembre 2025 sur le thème « REP.4.2-Chantiers »

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-LYO-2025-0488

**Références :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V  
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux INB  
[3] Arrêté du 10 novembre 1999 modifié relatif à la surveillance de l'exploitation du CPP et des CSP des réacteurs nucléaires à eau sous pression

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, des inspections ont eu lieu les 20 août, 28 août, 16 octobre et 5 novembre 2025 sur le réacteur 1 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses sur le thème « REP.4.2-Chantiers – 4<sup>ème</sup> visite décennale du réacteur 1 ». Ces inspections, réalisées sur site, ont été complétées de contrôles documentaires réalisés à distance au cours de l'arrêt du réacteur, entre le 14 juin et le 9 décembre 2025.

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

## SYNTHESE DE L'INSPECTION

Les inspections des 20 août, 28 août, 16 octobre et 5 novembre 2025 sur la centrale nucléaire de Cruas-Meysses avaient pour objet de contrôler la qualité des interventions de maintenance réalisées lors de la 4<sup>ème</sup> visite décennale (VD4) du réacteur 1. Ces inspections viennent en complément de l'[inspection renforcée n° INSSN-LYO-2025-0472 réalisée du 21 au 23 juillet 2025](#). Les inspecteurs se sont rendus dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment combustible (BK), le bâtiment électrique (BL), la station de pompage, la salle de commande et les locaux abritant le groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré LHP et les échangeurs de chaleur entre les circuits de refroidissement intermédiaire (RRI) et d'eau brute secourue (SEC) du réacteur 1, ainsi que dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) commun aux réacteurs 1 et 2. Ils ont notamment examiné les activités suivantes :

- la réalisation de travaux ou d'essais dans le cadre des modifications PNPP1811 (déploiement du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EAS-ultime)), PNPP1838 (nouvelles architecture et fonctionnalités du système de mesure de la puissance nucléaire (RPN)), PNPE1044 (augmentation de puissance des tableaux 380V), PNPE1068 (distribution électrique noyau dur), PNPE1073 (contrôle-commande noyau dur), PNPP1864 (réalimentation de la bâche du

système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) par le réseau d'eau de lutte contre l'incendie (JP\*)), PNPE1410 (mise en place de paniers de tétraborate de soude dans les puisards du bâtiment réacteur) et PNPP1232 (mise en place de rampes d'aspersion dans les locaux des compresseurs du circuit de traitement des effluents gazeux (TEG)) ;

- le traitement de l'écart de conformité (EC) n° 618 (conformité ATEX de fins de course et d'électrovannes du circuit TEG) via l'intégration de la modification PNPP1709 ;
- le traitement de l'écart de conformité (EC) n° 599 (tenue sismique des capteurs repérés RRI 005 à 008 SP) ;
- le traitement de l'écart de conformité local objet du plan d'action (PA) n° 310565 relatif à l'absence des grilles anti-volatiles à dégivrage mécanique sur les registres repérés 1 DVG 014 et 015 VA ;
- le traitement de l'écart de conformité local objet du PA n° 544532 relatif à l'absence de tenue aux dilatations thermiques d'un tronçon de tuyauterie du circuit de protection incendie (JPI) ;
- la visite de périodicité 20 cycles du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 1 LHP ;
- le remplacement d'un tronçon de la tuyauterie repérée 1 RCP 045 TY lors du soudage de la soudure repérée 2295-ZM2 ;
- la réalisation de mesures d'épaisseur par ultrasons sur la tuyauterie repérée 1 SEC 003 TY ;
- l'inspection télévisuelle interne du tube de transfert ;
- le test d'étanchéité du clapet repéré 1 RIS 070 VP ;
- la réfection du presse-garniture du robinet repéré 1 RCP 331 VP ;
- la requalification intrinsèque du robinet repéré 1 RIS 093 VP ;
- le remplacement de composants de l'onduleur repéré 1 LNE 003 DL ;
- le déplacement du capteur repéré 1 DVE 003 SD (traitement du PA n° 412012) ;
- le contrôle de la connectique qualifiée K1 associée au robinet repéré 1 RIS 001 VP ;
- la réalisation de l'essai périodique « EPA RPN 466 » (test alimentation du détecteur repéré 1 RPN 020 MA) ;
- la remise en conformité de constats relevés lors de l'inspection de préparation de l'arrêt dans le local de la pompe repérée 1 RCV 001 PO ;
- la reprise du cheminement de câbles associés au robinet repéré 1 RRA 021 VP ;
- le traitement d'un aléa sur le capteur repéré 1 DVC 002 SD.

En outre, au cours de l'arrêt du réacteur 1, des contrôles à distance de l'ASNR ont porté sur les activités susmentionnées, également contrôlées *in situ*, et sur le contrôle du traitement de plusieurs écarts de conformité affectant le réacteur préalablement à sa 4<sup>ème</sup> visite décennale, de l'intégration de certaines modifications des installations, de la réalisation d'activités de contrôle, de maintenance ou d'essai périodique portant sur des éléments importants pour la protection (EIP).

A l'issue des inspections sur site et des contrôles à distance réalisés, vous avez apporté aux inspecteurs, au fil de l'eau, des éléments de réponse aux principaux constats et interrogations. Après examen de ces éléments, l'ASNR a donné, le 9 décembre 2025, son accord pour la divergence du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, tel que prévu à l'article 2.4.1 de la décision n° 2014-DC-0444 de l'ASN du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression.

A l'issue de ces inspections, il apparaît que les opérations de contrôle et de maintenance réalisées au cours de l'arrêt du réacteur 1 se sont déroulées dans des conditions de sûreté globalement satisfaisantes. L'état de propreté des installations était globalement à l'attendu lors des différentes inspections. Cependant, la qualité des documents transmis au cours de l'arrêt n'était pas toujours à l'attendu avec des incohérences relevées

par les inspecteurs à plusieurs reprises. De plus, certains écarts traités lors de l'arrêt nécessitent une analyse approfondie afin de mettre en œuvre des mesures préventives visant à prévenir leur renouvellement. Enfin, certains points examinés lors de ces inspections et dans le cadre le suivi à distance de l'arrêt donnent lieu à certaines demandes ci-après qu'il conviendra de prendre en compte, notamment en vue des prochains arrêts de réacteurs sur le site.

03 80

## I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

03 80

## II. AUTRES DEMANDES

### Surveillance des intervenants extérieurs

Le point I de l'article 2.2.2 de l'arrêté [2] prévoit que « *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 ».*

Lors de l'inspection du 20 août 2025, les inspecteurs ont assisté au test d'étanchéité avec l'outillage « OPTIC » sur le clapet repéré 1 RIS 070 VP. Ce test était réalisé par deux intervenants extérieurs en présence d'un agent d'EDF de l'agence de maintenance thermique (AMT) en assistance technique. Les inspecteurs ont constaté que la phase du dossier de suivi d'intervention (DSI) « test OPTIC en présence de la maintenance » est associée à un point d'arrêt de surveillance qui a été levé par l'assistant technique sans que celui-ci ne soit habilité pour réaliser la surveillance des intervenants extérieurs.

**Demande II.1 : Clarifier les exigences relatives à la levée des points d'arrêt de surveillance entre les surveillants habilités du CNPE et l'assistance technique de l'AMT.**

### Traçabilité des interventions

L'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2] prévoit 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. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée ».*

Pour les activités réalisées en « Cas 1<sup>1</sup> » au sens de la note technique de l'unité technique opérationnelle (UTO) d'EDF, référencée NT0085114 indice 17 du 25 juillet 2013 relative aux prescriptions applicables à

---

<sup>1</sup> Une intervention en Cas 1 est soumise entièrement à l'organisation qualité du fournisseur tandis qu'une intervention en Cas 2 est également soumise à l'organisation qualité d'EDF, le fournisseur réalisant dans ce cas l'activité de maintenance à partir des documents remis par EDF.

l'assurance qualité applicables aux relations entre EDF et ses fournisseurs de service dans les centrales nucléaires en exploitation, celle-ci prévoit, dans son § 4.6.4.5.2, qu'« *en regard de chaque opération, figurent : le nom et le visa de l'intervenant attestant de la réalisation ainsi que la date de réalisation [...]* ».

Lors de l'inspection du 20 août 2025, les inspecteurs ont notamment examiné les dossiers de suivi d'intervention du test d'étanchéité du clapet repéré 1 RIS 070 VP et de la réfection du presse-garniture du robinet repéré 1 RCP 331 VP, activités réalisées en « Cas 2 ». Ils ont constaté que ces DSI ne mentionnent pas le nom, le visa de l'intervenant et la date de réalisation en regard de chaque opération, sauf pour les phases de contrôle technique. Seule la page de garde des DSI permet d'identifier les numéros des séquences des activités réalisées par chaque intervenant et leur date de réalisation.

Les inspecteurs ont relevé les écarts suivants :

- l'absence d'identification de l'intervenant ayant réalisé les phases n° 10 (contrôle portage siège / obturateur) et n° 12 (contrôle absence de corps étrangers) sur la page de garde du DSI du test d'étanchéité du clapet repéré 1 RIS 070 VP ;
- les phases n°s 18, 20 et 22 du DSI de la réfection du presse-garniture du robinet repéré 1 RCP 331 VP sont identifiées comme ayant été réalisées le 18 août 2025 sur la page de garde du DSI alors que les phases n°s 19, 21 et 23 de contrôles techniques associées ont été réalisées le 20 août 2025, ce qui est incohérent dans la mesure où elles doivent être réalisées de manière concomitante.

Au regard des écarts relevés par les inspecteurs, le modèle de DSI utilisé sur le site ne permet pas d'assurer une traçabilité satisfaisante des activités réalisées en « Cas 2 » telle que prévue par l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2]. Les inspecteurs considèrent que les activités en « Cas 2 » devraient respecter des exigences de traçabilité analogues à celles imposées par EDF pour les activités en « Cas 1 » par la note technique de l'UTO référencée NT0085114 indice 17.

**Demande II.2 : Modifier le modèle de DSI utilisé sur le site pour les activités réalisées en « Cas 2 » afin qu'en regard de chaque phase de l'intervention, figurent *a minima* le nom, le visa et la date de réalisation, à l'instar de ce qui est exigé pour les activités réalisées en « Cas 1 ».**

Par ailleurs, la phase n° 20 du DSI référencé D090024001227 indice 0 associé à la réfection du presse-garniture du robinet repéré 1 RCP 331 VP présente une contradiction entre son libellé « mise en contact du clapet sur le back-seat » et son résultat attendu « clapet en contact sur le siège ». Le résultat attendu était toutefois modifié de manière manuscrite afin de le mettre en cohérence.

**Demande II.3 : Modifier le modèle de DSI référencé D090024001227 afin de mettre en cohérence le libellé et le résultat attendu de la phase n° 20.**

### **Mise en œuvre d'une modification temporaire des STE**

Lors de l'inspection du 16 octobre 2025, les inspecteurs se sont rendus en salle de commande afin de vérifier le respect des mesures compensatoires prévues dans la modification temporaire générique des spécifications techniques d'exploitation (STE) référencée D455617014207 relative à la gestion des coupures de tableaux électriques réalisées lors des VD4 des réacteurs de 900 MWe. Elle permet la réalisation de plusieurs modifications matérielles qui nécessitent la coupure de tableaux électriques. Pour les réacteurs de Cruas, elle a été autorisée par la décision n° CODEP-DCN-2024-018072 du Président de l'ASN du 5 avril 2024. Lors de l'inspection du 16 octobre 2025, la coupure de tableaux électriques de la voie A était en cours pour permettre les travaux des modifications référencées PNPE1152, PNPE1044, PNPE1068, PNPE1070, PNPE1073 et PNPE1313.

Les inspecteurs ont constaté que le suivi de la mise en œuvre des mesures compensatoires de cette modification temporaire des STE était réalisé de manière rigoureuse par les équipes de quart à l'aide d'un plan qualité référencé D5180/NR/CD/09286 indice 6. Ce plan qualité prévoit explicitement de relever la température du local le plus chaud lors de la ronde dans les locaux électriques réalisée à chaque quart. Toutefois, la température maximale relevée dans chaque groupe de locaux n'était pas tracée pour le quart du 16 octobre 2025 matin.

**Demande II.4 : Respecter les dispositions définies dans les plans qualité déclinant les modifications temporaires des STE.**

#### **Protection des recombineurs autocatalytiques passifs en arrêts de tranche**

La demande transitoire n° 276 indice 0 « protection des RAP en arrêts de tranche » prévoit la mise en place de protection sur les recombineurs autocatalytiques passifs (RAP) lors des arrêts de réacteur pour prévenir leur pollution par des projections liées aux chantiers de maintenance à proximité (poussières, liquide, vapeurs de produit chimique, fumées, etc...). Elle dispose que les RAP susceptibles d'être pollués par un chantier à proximité doivent être protégés par une bâche de protection obstruant l'entrée et la sortie des RAP et que les RAP à protéger doivent être identifiés selon une analyse de risque. En pratique, l'ensemble des RAP sont généralement protégés lors des arrêts de tranche.

Lors de l'inspection du 5 novembre 2025, les inspecteurs ont constaté que plusieurs RAP n'étaient pas protégés dans le bâtiment réacteur. Vos représentants ont indiqué que les protections des RAP avaient été retirées pour la réalisation de l'épreuve de l'enceinte de confinement et n'avaient pas été remises en place à l'issue, l'épreuve enceinte ayant été réalisée du 31 octobre au 3 novembre 2025. Vos représentants n'ont pas été en mesure d'indiquer si une analyse de risque avait été réalisée pour justifier l'absence de remise en place des protections des RAP après l'épreuve enceinte.

**Demande II.5 : Indiquer à la division de Lyon de l'ASNR si les protections des RAP avaient été remises en place pour la fin de la VD4 du réacteur 1, et prendre les dispositions nécessaires lors des prochaines VD pour remettre en place les protections des RAP à l'issue de l'épreuve enceinte.**

#### **Traitement de l'aléa sur un stat de débit du circuit DVC**

Lors de l'inspection du 5 novembre 2025, les inspecteurs ont contrôlé le chantier visant à traiter un aléa rencontré sur le stat de débit repéré 1 DVC 002 SD. Malgré la mise en place d'une palette modifiée sur ce stat, la requalification fonctionnelle de l'intervention observée par les inspecteurs n'était pas satisfaisante, une alarme relative au manque de débit étant toujours présente sur le coffret repéré 1 DVC 700 CR. Les intervenants ont indiqué que le traitement de cet aléa était itératif.

**Demande II.6 : Informer la division de Lyon de l'ASNR des dispositions prises pour retrouver un fonctionnement nominal du stat de débit 1 DCV 002 SD.**

#### **Porte coupe-feu repérée 9 HL 901 AI**

Lors de l'inspection du 5 novembre 2025, les inspecteurs ont constaté que la poignée de la porte coupe-feu repérée 9 HL 901 AI était cassé empêchant sa bonne fermeture.

**Demande II.7 : Remettre en état la porte coupe-feu repérée 9 HL 901 AI.**

#### **Repérage des matériels**

Lors de l'inspection du 5 novembre 2025, les inspecteurs ont contrôlé le traitement effectif de l'EC n° 599 (tenue sismique des capteurs repérés RRI 005 à 008 SP) et de l'EC local objet du PA n° 544532 relatif à l'absence de tenue aux dilatations thermiques d'un tronçon de tuyauterie du circuit JPI. Ils ont constaté que la nouvelle vanne d'isolement installée sur le circuit JPI à proximité de la vanne repérée 1 JPI 122 VE ne dispose pas de repère fonctionnel. De plus, ils ont constaté que le capteur repéré 1 RRI 008 SP n'avait plus d'étiquette de repérage.

**Demande II.8 : Attribuer un repère fonctionnel à la nouvelle vanne d'isolement du circuit JPI et remettre en place une étiquette de repérage pour le capteur repéré 1 RRI 008 SP.**

#### **Mesures d'épaisseur du siège des robinets**

Le dossier de traitement d'écart (DTE) n° 607464 trace et analyse la présence d'une indication localisée en génératrice supérieure du siège aval « côté RRA » du robinet repéré 1 RCP 215 VP. Afin de caractériser cette indication, des mesures d'épaisseur du siège ont été réalisées selon un procédé spécifique mis en œuvre par le constructeur du robinet suivant la procédure référencée S16X085 révision C. Lors de l'instruction de ce DTE, l'ASNR a notamment mis en évidence que l'opérateur ayant mis en œuvre ce procédé n'était pas certifié par la COFREND pour la méthode ultrasons et que le réglage de la vitesse de propagation des ondes ultrasonores à 5840 m/s correspond à la vitesse de propagation dans le revêtement dur et non à celle dans le matériau composant le siège du robinet. De plus, l'ASNR a relevé que la procédure utilisée est principalement dédiée à la mesure d'épaisseur du revêtement dur des robinets, ne mentionnant qu'à la marge la mesure d'épaisseur du siège. A la demande de l'ASNR, vous avez donc fourni un avis technique de la Direction de la Qualité Industrielle (DQI) d'EDF référencé D330225024829 indice A, rédigé par un expert certifié niveau 3 pour la méthode ultrasons par la COFREND, afin de justifier de la validité des mesures réalisées sur le siège du robinet repéré 1 RCP 215 VP. Cet avis technique met en évidence que les épaisseurs mesurées sont surestimées d'environ 0,09 mm du fait de la vitesse de propagation des ondes ultrasonores erronée prise en compte, mais que les valeurs mesurées restent valables compte-tenu de l'incertitude de 0,4 mm prise en considération dans le DTE n° 607464 qui reste enveloppe. De plus, cet avis technique considère que l'analyse de la documentation opératoire du constructeur révèle une applicabilité orientée essentiellement sur la mesure du revêtement dur et que l'application du procédé sur les sièges de vannes nécessite des adaptations en relation avec la zone à examiner. Enfin, cet avis technique confirme que la mise en œuvre de ce procédé requiert une certification au titre de la norme NF EN ISO 9712 « Essais non destructifs - Qualification et certification du personnel END » dans la méthode appliquée.

**Demande II.9 : Rédiger une procédure autoportante pour les mesures d'épaisseur du siège des robinets en tenant compte des conclusions de l'avis technique de la DQI d'EDF référencé D330225024829 indice A.**

#### **Rayons de courbure des câbles de raccordement des thermocouples RIC à l'ébulliomètre**

Les thermocouples du système RIC (instrumentation du cœur) mesurent la température interne du cœur et une partie d'entre eux (22 sur 50) sont raccordés à l'ébulliomètre qui a notamment pour fonction de mesurer la température du cœur en situation accidentelle. Les thermocouples RIC raccordés à l'ébulliomètre ont une exigence de qualification aux conditions accidentelles de niveau « K1 ».

Lors de l'inspection n° INSSN-LYO-2025-0485 de préparation de l'arrêt, les inspecteurs avaient examiné les modalités de traitement de l'EC local associé au PA CSTA n° 399804 relatif à un rayon de courbure des câbles IMIO de connexion des thermocouples du système RIC inférieur au critère de 75 mm fixé dans la fiche E2-014 du RPMQ (recueil des prescriptions pour le maintien de la qualification). Ce PA traçait notamment que le câble de connexion du thermocouple repéré 1 RIC 028 MT présentait un rayon de courbure inférieur à 25 mm. Les câbles présentant un rayon de courbure compris entre 25 et 75 mm ont été maintenus en l'état sur la base de la fiche de position D450723029907 indice 1.

Au cours de l'arrêt, vous vous êtes aperçu que l'inventaire initial des câbles présentant un rayon de courbure inférieur au critère de 75 mm était erroné. L'inventaire actualisé sur la base d'un contrôle réalisé sur l'arrêt a



mis en évidence que deux câbles, associés aux thermocouples repérés 1 RIC 009 et 039 MT de la voie A, présentaient un rayon de courbure inférieur à 25 mm. Aussi, le prélèvement du câble associé au thermocouple repéré 1 RIC 028 MT a été annulé et remplacé par le prélèvement du câble associé au thermocouple repéré 1 RIC 009 MT. Le thermocouple repéré 1 RIC 039 MT a quant à lui été déconnecté de l'ébulliomètre.

Compte-tenu de l'erreur dans l'inventaire initial des câbles présentant un rayon de courbure inférieur au critère de 75 mm, l'ébulliomètre était raccordé à deux thermocouples de la voie A (1 RIC 009 et 039 MT) via des câbles présentant un rayon de courbure inférieur à 25 mm remettant en cause leur qualification K1 au vu des connaissances actuelles.

L'expertise du câble associé au thermocouple repéré 1 RIC 009 MT déposé sur l'arrêt devra permettre à EDF de statuer définitivement sur le rayon de courbure minimal acceptable pour ces câbles IMIO.

**Demande II.10 : Transmettre à la division de Lyon de l'ASNR les conclusions de l'expertise du câble associé au thermocouple repéré 1 RIC 009 MT déposé lors de la VD4 du réacteur 1 (cette demande remplace la demande II.4 de la lettre de suite de l'inspection n° INSSN-LYO-2025-0485 référencée CODEP-LYO-2025-032101).**

**Demande II.11 : A l'issue de l'expertise du câble associé au thermocouple repéré 1 RIC 009 MT déposé lors de la VD4 du réacteur 1, caractériser d'un point de vue de la sûreté nucléaire, le fait d'avoir exploité le réacteur 1 avec l'ébulliomètre raccordé à deux thermocouples de la voie A (1 RIC 009 et 039 MT) via des câbles présentant un rayon de courbure inférieur à 25 mm.**

#### **Traitement du PA n° 618143 relatif à l'équipement repéré 1 REN 123 VP**

Le robinet repéré 1 REN 123 VP est un matériel qualifié K1 du CPP. Lors de sa visite interne réalisée lors de l'arrêt, des désordres sur son supportage ont été observés, notamment une découpe d'environ 100 mm par 50 mm dans une cornière du support. Ces écarts étaient susceptibles de remettre en cause la tenue du robinet en cas de séisme. Le PA n° 618143 a donc été ouvert pour tracer cet écart. Le support a été remis en conformité au cours de l'arrêt. Par courriel du 14 novembre 2025, vous avez précisé aux inspecteurs que la découpe observée dans le support a probablement été réalisée sur un arrêt antérieur, vraisemblablement lors de l'arrêt du réacteur 1 en 2021. De plus, vous indiquiez qu'une fiche de caractérisation de cet écart au titre des écarts de conformité a été initié ainsi qu'une caractérisation de la situation vis-à-vis de la déclaration d'un événement significatif relatif à la sûreté.

**Demande II.12 : Informer la division de l'ASNR des conclusions de la caractérisation de cet écart.**

#### **Indication en interne de la tuyauterie repérée 1RCP123TY**

Dans le cadre d'une inspection télévisuelle interne de la ligne d'asservissement repérée 1 RCP 123 TY de la soupape de protection du CPP repérée 1 RCP 020 VP, une indication de type singularité géométrique à angle vif a été détectée proche du cordon de la soudure repérée M802C1. Le PA n° 637935 a été ouvert pour tracer cette indication. Cette soudure avait été réalisée en 2023 dans le cadre de la réalisation de la modification référencée PNPP1595 et son tir radiographique avait été déclaré conforme à l'issue de l'intervention (rapport n° 0149-CR-23-9/1RCP020VP-M802C1-ME V1). La relecture des films radiographiques de 2023 a mis en évidence que cette indication y était déjà bien visible. Une réfection complète de cette soudure a donc été réalisée au cours de l'arrêt et une expertise de la soudure déposée est prévue.

**Demande II.13 : Informer la division de Lyon de l'ASNR des conclusions de l'expertise de l'indication au niveau de la soudure déposée.**

**Demande II.14 : Analyser les causes de l'erreur d'interprétation des films radiographiques de la soudure repérée M802C1 de la tuyauterie repérée 1 RCP 123 TY de 2023 et de l'absence d'identification de cette erreur lors du contrôle technique de l'interprétation. Prendre les mesures nécessaires pour éviter le renouvellement d'une telle situation.**

### Liste des pièces soumises à l'arrêt [3] remplacées pendant l'arrêt

Le bilan prévu à l'article 16 de l'arrêt en référence [3] doit inclure la liste exhaustive de toutes les pièces soumises à l'arrêt remplacées pendant l'arrêt. Le bilan référencé D453725034355 indice 0 du 25 novembre 2025 comprenaient de nombreuses erreurs dans la liste des pièces soumises à l'arrêt en référence [3], notamment :

- une erreur de numéro de fabrication du tube 2" utilisé pour l'intervention notable de remplacement d'un tronçon de la tuyauterie repérée 1 RCP 610 TY ;
- une erreur de numéro de fabrication du corps du robinet repéré 1 RCV 003 VP ;
- une erreur de numéro de fabrication du clapet principal repère 5 installé sur le robinet repéré 1 GCT 131 VV.

Le bilan référencé D453725034355 indice 1 du 1<sup>er</sup> décembre 2025 comprenait toujours des erreurs dans la liste des pièces soumises à l'arrêt en référence [3], notamment :

- si le numéro de fabrication du corps du robinet repéré 1 RCV 003 VP avait bien été corrigé, les références de sa documentation de fabrication n'avaient pas été mises à jour en conséquence ;
- l'absence du tube neuf utilisé pour les tuyauteries repérées 1 RCP 129 et 138 TY dans le cadre de la modification référencée PNPP1595.

La remise en service du circuit primaire principal a été effectuée sur la base du bilan référencé D453725034355 indice 2 du 2 décembre 2025.

L'ASNR considère que l'organisation de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses est perfectible concernant l'élaboration de la liste des pièces soumises à l'arrêt en référence [3] remplacées pendant l'arrêt.

**Demande II.15 : Analyser les dysfonctionnements organisationnels ayant conduit à intégrer, à deux reprises, au bilan prévu à l'article 16 de l'arrêt en référence [3], une liste erronée des pièces soumises à cet arrêt remplacées pendant l'arrêt. Prendre les mesures nécessaires pour améliorer significativement l'exhaustivité et la qualité de cette liste pour les prochains arrêts des réacteurs du site.**

### Qualité des documents transmis

Au cours de l'arrêt, les inspecteurs ont relevé des écarts dans le renseignement des documents transmis par EDF. Ces écarts mettent en évidence un manque de rigueur lors du renseignement des documents par les intervenants et dans leur contrôle par EDF.

Les principaux écarts relevés étaient les suivants :

- le compte-rendu (CR) de la tâche d'ordre de travail (TOT) n° 06661019-03 relative au remplacement de la portion de câble présentant un rayon de courbure inférieur à 25 mm associé au thermocouple 1 RIC 009 MT (cf. supra) mentionnait des appareils utilisés pour une intervention sur la voie B sur la prise « 046 PJ ». Il s'agissait d'une erreur avec des informations reprises d'une intervention sur la centrale nucléaire de St-Laurent-des-Eaux. Le CR de la TOT a été corrigé ;
- le CR de la TOT n° 06437118-02 relative au contrôle de la connectique qualifiée K1 associée au robinet repéré 1 RIS 003 VP réalisé au titre de la DP (demande particulière) n° 379 d'EDF mentionnait que la connectique de l'embase côté coffret électrique K1 était conforme alors que le PA n° 634987 indiquait que cette embase présentait une rayure sur la portée d'étanchéité, nécessitant un traitement par rodage de celle-ci. Il s'agissait d'une erreur dans le PA n° 634987, la rayure observée était sur l'embase côté servomoteur et non côté coffret électrique K1. La description du PA a été corrigée ;



- le CR de la TOT n° 06437162-02 relative au contrôle de la connectique qualifiée K1 associée au robinet repéré 1 RCV 050 VP réalisé au titre de la DP n° 379 d'EDF omettait de mentionner la présence d'une rayure sur la portée d'étanchéité de l'embase côté servomoteur, rayure pourtant tracée dans la gamme renseignée de l'activité. Le CR de la TOT a été complété. De plus, la gamme renseignée de l'activité faisait état de la présence de craquelures et/ou décolorations sur le câble d'alimentation K1 mais concluait à la conformité de l'état du câble sans précision complémentaire. Vous aviez alors précisé aux inspecteurs qu'il s'agissait d'une erreur de renseignement de la gamme et qu'il n'y a aucune craquelure sur le câble d'alimentation K1 ;
- le PA n° 603760 relatif aux écarts relevés sur les armoires repérés 1 RCP 017, 018 et 020 AR dans le cadre des contrôles réalisés au titre de la DP n° 370 d'EDF indiquait que le remplacement des BOA des armoires repérés 1 RCP 017 et 018 AR avait été réalisé. L'examen des gammes renseignées pour ces deux armoires a mis en évidence que la partie relative au remplacement des BOA n'était pas renseignée dans celles-ci. Vous aviez alors précisé aux inspecteurs que les BOA des armoires repérés 1 RCP 017 et 018 AR n'avaient pas été remplacés à la suite d'échanges avec vos services centraux concluant à la conformité des BOA du fait de l'absence de rayure traversante au niveau de la portée de joint. Le PA a été mis à jour en conséquence. Compte-tenu d'une information manifestement erronée concernant le traitement d'un écart dans le PA n° 603760 pourtant à l'état clos, les inspecteurs vous ont demandé une analyse de cette situation sous l'angle « contrefaçons, falsifications et suspicions de fraude » (CFSI). En réponse à cette demande, vous avez transmis le document référencé FACI-2025-21-10-CRU qui conclut que l'écart de renseignement et de validation du PA n° 603760 ne relève pas d'une irrégularité, et qu'il est principalement lié à un changement de stratégie de maintenance en cours d'intervention mal reporté dans le PA, en lien avec un défaut d'organisation et de pratique en période de changement d'acteurs à l'été, sans intentionnalité d'afficher des actions différentes de celles réalisées réellement ;
- les gammes du contrôle visuel à froid du calage du circuit primaire principal (CPP) font apparaître, pour les 3 boucles, que les tableaux 2A, 3A, 7-1 et 7-2 des gammes sont renseignés alors qu'ils ne s'appliquent pas au réacteur 1 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, ce qui met en évidence un manque important de rigueur des intervenants chargés de cette activité.

**Demande II.16 : Tirer le retour d'expérience des écarts susmentionnés et prendre les actions correctives nécessaires pour améliorer la qualité de renseignement et de contrôle des documents émis lors des arrêts de réacteur (CR des TOT, PA CSTA, gammes, etc...).**

☞ ☞

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

Sans objet.

☞ ☞

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière 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 et répondre aux demandes. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

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 et conformément à l'article R. 596-5 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](http://www.asnr.fr)).

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

**La cheffe du pôle REP déléguée**

**Signé par**

**Cathy DAY**