

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2026-021791

Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Belleville-sur-Loire
BP 11
18240 LERE

Orléans, le 7 avril 2026

- Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Belleville-sur-Loire - INB n° 127 et 128
Lettre de suite de l'inspection du 20 mars 2026 sur le thème de « Management de la sûreté »
- N° dossier :** Inspection n° INSSN-OLS-2026-0826 du 20 mars 2026
- 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 installations nucléaires de base
[3] Note de management « Management du Service Sûreté Maîtrise des Risques » référencée D5370NM24018726 Ind1.
[4] Courrier du directeur délégué sûreté d'EDF référencé D40082300271 en date du 17 mai 2023
[5] Guide ASN du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base et aux transports de matières radioactives
[6] DI 100 Indice 2 « Critères et modalités de déclaration et d'information à l'Autorité de Sûreté des événements survenant sur les installations nucléaires (domaines : Sûreté, radioprotection, environnement, transport) »

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 20 mars 2026 dans le CNPE de Belleville-sur-Loire sur le thème « management de la sûreté ».

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

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 20 mars 2026 portait sur le thème du « management de la sûreté ». Dans un premier temps, les inspecteurs ont examiné les dispositions organisationnelles mises en œuvre (gestion des effectifs, organisation des réunions périodiques, etc.) permettant à la filière indépendante de sûreté (FIS) d'assurer ses missions. Ils ont également contrôlé la programmation et la réalisation des audits et vérifications indépendants, ainsi que, par sondage, les événements ayant conduit à la mise en œuvre de la procédure de confrontation entre la FIS, les métiers et la direction au titre de l'année 2025 et du début de l'année 2026.

Dans un second temps, les inspecteurs ont analysé la mise en œuvre du référentiel managérial d'EDF relatif à la gestion des écarts, notamment à travers l'examen, par sondage, de demandes de travaux (DT) visant à traiter des anomalies affectant des équipements.

De manière générale, l'organisation de la FIS apparaît satisfaisante et correctement structurée. Son dimensionnement est conforme aux exigences nationales définies dans le courrier [4] et la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences des ingénieurs sûreté (IS) est jugée adaptée. S'agissant des arbitrages rendus par la direction, l'examen par sondage de cinq événements ayant fait l'objet de positions divergentes entre les métiers opérationnels et la FIS n'a pas conduit les inspecteurs à demander la déclaration d'un événement significatif au sens de l'article 2.6.4 de l'arrêté [2]. Toutefois, il a été relevé que la FIS ne formalise pas systématiquement l'analyse menée *a posteriori* pour les événements qu'elle décide de ne pas réarbitrer.

Concernant l'élaboration du programme annuel d'audits et de vérifications, les inspecteurs estiment que celui-ci est construit de manière pertinente, bien que les conclusions des inspections de l'ASNR ne soient pas, à ce stade, intégrées comme données d'entrée. L'examen par sondage de rapports de vérifications réalisés en 2025 met en évidence un travail de qualité de la part de la FIS. Néanmoins, il apparaît que, malgré des retards globalement limités, une part importante des recommandations et suggestions issues de ces vérifications n'est pas prise en compte dans les délais par les métiers de la filière opérationnelle.

Enfin, en matière de gestion des écarts, les inspecteurs ont relevé un manque de rigueur dans le suivi des demandes de travaux de priorité élevée, ainsi qu'une traçabilité insuffisante de l'analyse relative à l'ouverture ou à la non-ouverture d'un plan d'action (PA) constitutif d'un potentiel écart. Par ailleurs, le niveau d'analyse de sûreté justifiant l'ouverture ou non des PA, dans certains cas, apparaît ne pas correspondre au processus « écart ».

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

∞

II. AUTRES DEMANDES

Caractérisation des anomalies et des écarts

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] dispose que « *I. — L'exploitant identifie les éléments importants pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour. »* ».

Par ailleurs, les articles 2.6.1 et 2.6.2 du même arrêté disposent que « *L'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées. Il prend toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais »* et « *l'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :*

— *son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;*

— *s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;*

— *si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre. »*

Pour répondre à ces exigences, le CNPE s'appuie sur deux outils structurants pour la gestion des anomalies susceptibles de conduire à la caractérisation d'un écart : l'« EAM » via l'ouverture DT pour les anomalies matérielles et « caméléon » via l'ouverture de constat pour ce qui relève d'anomalies organisationnelles. À ce titre, la qualité initiale de la gestion de ces anomalies constitue un élément déterminant pour garantir l'efficacité du processus global de détection et de traitement des écarts. En effet, une anomalie susceptible de remettre en cause le respect d'une exigence définie d'un équipement important ou d'une activité importante pour la protection des intérêts protégés ou d'une exigence fixée par le système de management intégré pouvant affecter la protection des intérêts constitue un écart au sens de l'arrêté [2].

Délais de traitement des DT de priorité importante

Dans ce cadre, les inspecteurs ont examiné, par sondage, l'application du processus « écarts » à travers l'analyse des DT relatives à des anomalies affectant des équipements. Le niveau de priorité de ces DT repose notamment sur l'évaluation du risque et du niveau de dégradation des systèmes concernés. Une attention particulière a été portée aux DT de priorité importante (P2), pour lesquelles le délai de remise en état doit être rapide et est fixé à deux semaines maximum par l'organisation interne du CNPE. À partir des DT transmises concernant les réacteurs n°1 et n°2, sur les systèmes de sûreté RIS (injection de sécurité), ASG (alimentation de secours des générateurs de vapeur), PTR (traitement et réfrigération des piscines), EAS (aspersion de secours de l'enceinte) et LHP/LHQ (diesels de secours) pour l'année 2025 et janvier 2026, il apparaît que, sur six DT de priorité P2 examinées, cinq n'étaient pas clôturées dans les délais prescrits, certaines ayant toutefois été régularisées à la suite de l'inspection :

- DT 01872287 (mise en place d'un manomètre dans le cadre d'une requalification d'un diesel de secours 1LHQ001MO) : ouverture le 21 janvier 2026 et clôturée le 26 février 2026, alors que selon vos représentants la pose du manomètre a été effective le 21 janvier 2026 ;
- DT 01694493 et 01694499 (contrôle de l'absence de fuite sur toutes les brides des événements PTR) : ouverture le 20 janvier 2025 et clôturée après l'inspection alors que selon vos recherches *a posteriori* les investigations nécessaires ont été effectuées le 22 janvier 2025 ;

- DT 01869585 (dépose de support en contact avec la tuyauterie 2RIS075TY) : ouverture le 15 janvier 2026 et non clôturée au jour de l'inspection ;
- DT 01780686 (fuite externe d'un robinet incendie armé du local du diesel voie B) : ouverture le 11 juillet 2025 et finalement annulée suite à vos investigations après l'inspection.

Ce constat met en évidence une robustesse insuffisante des instances en charge de la caractérisation et du suivi des DT, en particulier pour celles de priorités élevées.

Demande II.1 : mettre en place des mesures correctives au sein des instances de gestion des DT afin d'assurer un suivi plus rigoureux des délais de traitement et de clôture, conformément à votre référentiel « créer et instruire une DT » référencé D400815000470 Ind8.

Analyse sûreté et traçabilité d'ouverture/non ouverture d'un plan d'action (PA)

Les inspecteurs ont constaté que les DT ne comportaient pas systématiquement la traçabilité de l'analyse relative à l'ouverture ou non d'un PA, ce qui est en écart avec les dispositions de votre consigne interne CU 21-1 « Créer et instruire une DT » (référencé D400815000470 Ind.8), qui prévoit explicitement la justification de cette décision. Lors de l'inspection, vos représentants ont toutefois été en mesure de démontrer oralement, pour la majorité des DT examinées, la pertinence de l'absence d'ouverture de PA. Pour certaines DT plus complexes, les éléments de justification ont été transmis *a posteriori* par courriel en date du 31 mars 2026.

Concernant la DT01827249 relative à une anomalie de fermeture sur la vanne 1RIS065VP, vos représentants ont indiqué que l'absence de traçabilité de cette analyse était liée à la nature de la DT, identifiée comme « GP : activité technique programmée ». Comme le démontre cet exemple, cet argument ne saurait toutefois justifier l'absence de formalisation attendue au regard des exigences applicables.

En outre, l'analyse ayant conduit à ne pas ouvrir de plan d'action (PA) pour la DT01830597, relative à la dégradation de la portée du siège du robinet 1ASG002MN6N en lien avec le capteur de niveau 1ASG002MN de la bêche 1ASG011BA, apparaît insuffisamment étayée. En particulier, le seul fait que les équipements directement concernés ne soient pas classés comme éléments importants pour la sûreté (EIP) et ne soient pas associés à des exigences définies ne saurait justifier, à lui seul, l'absence d'ouverture d'un PA. En effet, l'anomalie constatée entraîne un apport d'eau déminéralisée dans la bêche 1ASG011BA. À ce titre, l'analyse de sûreté doit intégrer les conséquences potentielles sur la fonction de sûreté associée, notamment au regard du capteur et de la bêche ASG qui sont des équipements importants pour la sûreté, et ne pas se limiter à la seule position du robinet sur une ligne d'eau déminéralisée. Les inspecteurs ont néanmoins noté que le robinet 1ASG002MN a été réparé et que la DT a été clôturée le 20 février 2026.

Demande II.2 : mettre en place des actions correctives au sein de votre organisation afin de garantir, un niveau d'analyse de sûreté adapté pour justifier l'ouverture ou la non-ouverture d'un PA, ainsi que la traçabilité associée.

Confrontation service conduite / FIS et arbitrage de la direction – processus de ré-arbitrage à froid

L'article 2.6.4 de l'arrêté [2] dispose que « l'exploitant déclare chaque événement significatif à l'Autorité de sûreté nucléaire dans les meilleurs délais », un événement significatif étant défini selon l'article 1er.3 de l'arrêté [2] comme un « écart présentant une importance particulière, selon des critères précisés par l'Autorité de sûreté nucléaire ». Ces critères ont été précisés dans le guide [5].

Tout au long de l'année, des événements sûreté sont détectés par le CNPE et font l'objet d'une caractérisation, d'une analyse et d'une définition d'actions si nécessaire. Un certain nombre d'entre eux, plus notable, nécessite un positionnement « sûreté » de la part de l'exploitant (service conduite et/ou métier propriétaire du matériel) et

un positionnement de la FIS pour pouvoir estimer si les événements concernés relèvent d'un caractère significatif ou non et doivent en conséquence ou non faire l'objet d'une déclaration à l'ASNR en application de l'article 2.6.4 cité supra.

Sur la base des fiches d'analyses d'événements (FADE) constituant les éléments d'appréciation établis par la conduite, le métier et la FIS, un membre de la direction du CNPE procède à un arbitrage de l'événement pour statuer sur son caractère significatif ou non.

De plus, deux fois par an, une réinterrogation des fiches d'analyses d'événements n'ayant pas fait l'objet d'une déclaration, est organisée en Comité Sûreté. L'objectif de cette réinterrogation « à froid » est de s'assurer que l'ensemble des événements redevables d'une déclaration au titre de l'arrêté [2] ont bien fait l'objet d'une déclaration.

Par sondage, 5 arbitrages rendus sur des événements sûreté qui se sont déroulés au titre de l'année 2025 et début 2026 ont été analysés par l'ASNR lors de la présente inspection. Ces arbitrages ont concerné les événements suivants :

- Erreur ayant conduit à l'indisponibilité de filtres à chaînes du circuit de filtration de l'eau brute ;
- Isolement du tronçon commun RRI (système de réfrigération intermédiaire) non qualifié au séisme dans le cadre de la déconsignation d'une pompe 2RRI024PO ;
- Indisponibilité fortuite d'un boremètre RCV (contrôle chimique et volumétrique) en arrêté à chaud ;
- Gestion du mode commun sur les deux arrêts pour maintenance des réacteurs en 2025 ;
- Débit de fuite du circuit primaire principal non quantifiée supérieur à 230 l/h suite à un fortuit sur une vanne 2RCV543VP.

Après examen des positions du service conduite, du métier propriétaire de l'équipement, de la FIS et de la direction et au regard des éléments en leur possession, les inspecteurs ne remettent pas en cause, à ce stade, les positions retenues par la direction de ne pas déclarer d'événement significatif sûreté pour les événements précités.

Cependant, lors du processus de ré-arbitrage à froid, l'argumentation ayant conduit la FIS à sélectionner les FADE faisant l'objet d'une réinterrogation n'apparaît pas suffisamment tracée. Si, en inspection, les représentants de la FIS ont été en mesure de restituer oralement les éléments ayant motivé l'évolution de leur position initiale, l'absence de formalisation de cette analyse ne permet pas d'en garantir pleinement la robustesse. Une traçabilité explicite et systématique de ces éléments d'analyse constitue un levier essentiel pour objectiver les prises de position de la FIS et renforcer la démonstration de son indépendance à cette étape du processus de confrontation.

Demande II.3 : se positionner sur l'opportunité de mettre en place des dispositions visant à assurer, dans le cadre du processus de réinterrogation, la traçabilité systématique des analyses « à froid » réalisées par la FIS, notamment lorsque son appréciation d'un événement évolue.

80

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

Organisation de la FIS

Observation III.1 : Les échanges relatifs à l'organisation des réunions périodiques de la FIS, examinés à la lumière de la note « Management du Service Sûreté Maîtrise des Risques (SMR) » [3] et des échanges avec vos représentants, mettent en évidence un dispositif structuré et complémentaire. Celui-ci repose sur des réunions quotidiennes (revue de performance du service et point IS) favorisant les échanges et le partage d'informations opérationnelles, des instances hebdomadaires dédiées au pilotage du collectif IS, ainsi que des temps trimestriels (ateliers FIS et rencontres directes avec le Directeur d'Unité) permettant l'identification et la remontée de signaux faibles et d'enjeux majeurs. L'articulation de ces différentes instances apparaît cohérente et contribue à une

remontée progressive et consolidée des informations vers le niveau décisionnel. Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que la FIS vérifie régulièrement les installations lors de contrôles sur le terrain, ce qui permet d'avoir une vision opérationnelle pertinente (environ 3 visites terrain par tour d'astreinte).

Dimensionnement et GPEC de la FIS

Observation III.2 : Par courrier [4], le directeur délégué sûreté de la société EDF a défini le dimensionnement attendu des CNPE en termes d'ingénieurs sûreté (IS). Au regard de l'adéquation charge / ressources et de la nécessité de renforcer le positionnement de la FIS sur la mission d'appui conseil aux métiers opérationnels, les sites exploitant 2 réacteurs doivent ainsi passer de 5 à 7 IS sur la période allant de 2026 à 2028.

Le site de Belleville-sur-Loire dispose à ce jour de 6 IS en maintien de compétences et d'un IS arrêt de tranche non comptabilisé dans l'objectif cible de 7 IS. Le site passera à 7 IS à l'été 2026 au regard de la programmation des jurys d'habilitation de certains agents actuellement en formation.

Observation III.3 : Les inspecteurs ont pu consulter la GPEC de la FIS du site de Belleville-sur-Loire et ont constaté que le grément à 7 IS en maintien de compétences était assuré jusque 2028.

Indicateur de positionnement de la FIS

Observation III.4 : L'analyse des indicateurs FIS sur la période récente met en évidence une évolution notable de leur interprétation et des pratiques associées. Ces indicateurs bien que non réglementaires permettent de statuer sur le positionnement de la FIS au sein du processus d'analyse sûreté des événements. Pour la FIS de Belleville, le taux d'écoute globale a évolué à la baisse entre 2024 et 2025 passant de 95% à 76% tout en restant proche du taux repère EDF nationale aux alentours de 80%. Par ailleurs, la forte progression du taux de pugnacité passant de 60 % en 2024 à 95 % en 2025 s'explique principalement par une évolution des pratiques, la FIS ayant renforcé son recours à l'ouverture de fiches d'analyse d'événement (FADE) conformément aux exigences du référentiel (passant de 57 FADE en 2025 contre 31 en 2024). Cette inflexion méthodologique est soulignée positivement, en effet, de cette façon les ingénieurs sûreté se positionnent plus justement vis-à-vis des écarts relatifs aux référentiels sûreté. L'ouverture plus systématique de FADE apporte une méthodologie systématique et plus efficace pour mener une analyse déclarative et un arbitrage lors de la survenue d'un événement dans le respect des référentiels [5] et [6].

Audits internes et vérifications indépendantes de la FIS

L'article 2.4.1 de l'arrêté [2] dispose que « *l'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation* » et que « *le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre aux objectifs fixés* ».

Le mode opératoire « mise en œuvre des audits internes et des vérifications » D5370MO11269 ind7 précise les modalités pratiques nécessaires à la réalisation des audits et vérifications portant sur les systèmes de management (sûreté nucléaire, environnement, radioprotection, transport interne, sécurité informatique (ou cybersécurité) et protection physique des installations), notamment ceux établis par les ingénieurs sûreté.

Les inspecteurs ont donc examiné la définition et l'avancement des programmes annuels 2025 et 2026 et par sondage la qualité des vérifications, et du suivi des recommandations et suggestions émises par la FIS.

Constat d'écart III.1 : Les recommandations et suggestions de la FIS sont correctement tracées par des constats dans le logiciel caméléon. Il a été cependant constaté que plus de la moitié des recommandations et suggestions émises sont en retard de clôture. Même si les retards ne sont pas très significatifs (environ 80% en retard d'une semaine), une organisation plus robuste au sein des services en charge du déploiement des recommandations et suggestions doit être déployée en priorité sur les recommandations qui sont des écarts au référentiel mis en évidence par la FIS.

Constat d'écart III.2 : Les inspecteurs notent notamment à la lecture du mode opératoire D5370MO11269 ind7 que l'établissement du programme d'audits et de vérifications ne prend pas spécifiquement en compte les suites d'inspections de l'ASNR alors même que le courrier [4] le suggère fortement.

Observation III.5 : L'inspection a permis de prendre connaissance de certaines bonnes pratiques de la FIS notamment l'établissement et la communication de bilan mensuel des activités de la FIS qui permet de faire le point sur l'avancement du programme d'audits et de vérifications.

Rapport opérationnel 010 (ROP010)

Dans le cadre de la préparation de l'inspection, l'ASNR a demandé à disposer de la liste des demandes de travaux (DT) des réacteurs n°1 et n°2 sur les systèmes de sûreté RIS, ASG, PTR, EAS, LHP/LHQ sur 2025 et janvier 2026. Un tableau Excel ROP010 a été transmis pour répondre à cette demande et comportait 157 DT. Il a été constaté lors de l'inspection que cette extraction n'englobait pas l'ensemble des DT demandées. En effet, une extraction différente a été menée lors de l'inspection et a donné environ 600 DT sur les systèmes précités.

Observation III.6 : Même si la liste transmise a permis de développer l'inspection sans réellement l'entraver, il semble important en interne de vous assurer que l'ensemble des périmètres d'extractions prédéfinies sont connus de l'ensemble des agents du CNPE de façon précise.

☺

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, 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.

La cheffe de la division d'Orléans

Signée par : Albane FONTAINE