ASNR Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Division de Caen
Référence courrier : CODEP-CAE-2026-068271

Monsieur le Directeur
du CNPE de Penly
BP854
76370 NEUVILLE-LES-DIEPPE

A Caen, le 19 novembre 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base – Centrale nucléaire de Penly – INB 136 et 140
Lettre de suite de l'inspection du 10 novembre 2026 sur le thème de la planification et de la préparation des activités tranche en marche

N° dossier : Inspection n° INSSN-CAE-2026-0202

Références : [1] - Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] - Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[3] – Note de processus élémentaire MP2TEM03 – Organiser la préparation modulaire renforcée référencée D5039MQMP000158 indice 1 du 12 novembre 2024

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence [1] et [2] concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection inopinée a lieu le 10 novembre 2026 sur le CNPE (Centre Nucléaire de Production d'Electricité) de Penly sur le thème de la planification et de la préparation des activités lorsque le réacteur est en fonctionnement.

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

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection en objet a concerné le contrôle de l'organisation définie et mise en œuvre sur le CNPE de Penly sur le thème de la planification et de la préparation des activités (essais périodique, maintenance préventive, traitement d'aléa, …) tranche en marche (TEM). Les inspecteurs ont examiné l'organisation du « projet TEM » et plus particulièrement les instances permettant la planification et le lancement des activités réalisées lorsque le réacteur est en fonctionnement. Ils ont notamment participé à la réunion opérationnelle qui permet de partager quotidiennement avec la direction les exigences définies par le chef d'exploitation en termes de sûreté, et de présenter les faits marquants identifiés la veille. Ils ont également suivi la réunion conduite-maintenance permettant de coordonner les équipes de la conduite et de la maintenance pour le traitement des fortuits et le

lancement des activités programmées, ainsi que s'assurer de la bonne planification des activités des deux jours suivants.

Les inspecteurs ont également examiné l'organisation et les instances permettant la construction du planning, et vérifié les modalités de prise en compte du retour d'expérience des déprogrammations. Ils ont également consulté les indicateurs permettant le suivi de la performance de cette organisation. Les inspecteurs ont également assisté à une relève de quart en salle de commande du réacteur n°1 afin de contrôler la bonne transmission des informations liées aux activités en cours et aux priorités d'exploitation. Enfin, ils se sont rendus en station de pompage du réacteur n°1 afin de contrôler deux chantiers de maintenance en cours sur les pompes 1SEC002PO et 1CFI101PO et ont contrôlé la bonne consignation de ces équipements ainsi que la bonne réalisation du lignage réalisé afin de mettre en service la banalisation à l'aspiration de la voie A du système SEC[1] pour le réacteur n°1.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le CNPE pour la planification et la préparation des activités lorsque le réacteur est en fonctionnement apparaît satisfaisante. Les inspecteurs ont noté positivement le bon fonctionnement de la prise en compte du retour d'expérience des déprogrammations d'activités et la mise en place d'un planning perpétuel (planning de référence). Ils ont également relevé lors du contrôle en salle de commande que les demandes réalisées à la suite de l'inspection sur la thématique conduite normale du 6 mai 2026 (INSSN-CAE-2026-0189) avaient fait l'objet de mesures correctives, notamment vis-à-vis de la gestion des alarmes. Ils ont également noté que l'organisation des équipes de quart était satisfaisante, que ce soit pour la réalisation des relèves, la surveillance des installations et la mise en sécurité des installations pour intervention. Les inspecteurs ont toutefois relevé que l'organisation mise en œuvre est incorrectement décrite dans votre système de management intégré qui devra faire l'objet d'une mise à jour. Ils ont également relevé que la volumétrie d'activités réalisées réacteur en fonctionnement était élevée et que les demandes de travaux pour anomalie matérielle étaient nombreuses. Cette situation devra faire l'objet d'actions de remédiation de votre part. Enfin, Les inspecteurs notent que l'engagement de remplacement des bouchons des pompes du système CFI n'a pas été tenu.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

II. AUTRES DEMANDES

Mise à jour de votre système de management intégré

L'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] dispose que :
« *I. — 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. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1.*

[1] SEC : Système d'eau brute secourue

II. — 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 mentionnés au I. Il est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1er. 1.

III. — Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant :

- *d'identifier les éléments et activités importants pour la protection, et leurs exigences définies ;*
- *de s'assurer du respect des exigences définies et des dispositions des articles 2.5.3 et 2.5.4 ;*
- *d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ;*
- *de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience ;*
- *de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise*. »

Les inspecteurs ont examiné l'organisation définie pour la planification et la préparation des activités réalisées lorsque le réacteur est en fonctionnement. Ils ont notamment participé à la réunion opérationnelle et à la réunion conduite-maintenance du jour dont les objectifs et le déroulement sont décrits dans votre note de processus élémentaire en référence [3]. Ils ont ainsi pu relever des écarts entre l'organisation décrite dans votre note de processus élémentaire et l'organisation réellement mise en œuvre. Ainsi, lors de la réunion opérationnelle, aucun point n'est réalisé par le correspondant du processus d'amélioration continue (PAC) sur le retour d'expérience (REX) alors que celui-ci est explicitement prévu dans votre organisation. La réunion hebdomadaire de construction du planning n'existe plus et a été remplacée, notamment pour son volet permettant la capitalisation du retour d'expérience des déprogrammations, par la réunion de décision TEM ayant également pour but de valider le planning. Enfin, les indicateurs de pilotage décrits dans votre note de processus ne sont pas ceux réellement utilisés pour piloter les activités réalisées lorsque le réacteur est en fonctionnement..

Demande II.1. Mettre à jour votre système de management intégré afin que celui-ci reflète la réalité de l'organisation mise en œuvre pour la préparation et la planification des activités réalisées lorsque le réacteur est en fonctionnement.

Les inspecteurs ont également relevé que la note de processus élémentaire en référence [3] était identifiée comme n'étant pas de qualité surveillée alors que celle-ci fait bien partie de votre système de management intégré et contribue à décrire des processus participant aux respects d'exigences définies d'activités importantes pour la protection des intérêts protégés. Toutefois cette note est tout de même rédigée, contrôlée et approuvée par des personnes différentes.

Demande II.2. Revoir le niveau de qualité et de surveillance de vos notes de processus.

Plan d'actions relatif à la résorption des demandes de travaux

Les inspecteurs ont consulté les indicateurs de performance mis en place pour le suivi des activités réalisées lorsque le réacteur est en fonctionnement. Ils ont noté que les demandes de travaux sur anomalies matérielles (DT-AM) étaient nombreuses et supérieures à l'objectif fixé. Vos représentants ont précisé que malgré un nombre de DT-AM traitées par semaine plus important qu'à l'accoutumée, ils éprouvaient des difficultés à résorber ce volume. Ils ont également indiqué que la direction était vigilante quant à cette situation en précisant qu'une analyse

de la situation était en cours pour comprendre les raisons de cette volumétrie et qu'un plan d'actions visant la résorption de ce volume de DT-AM avait été demandé par la direction du site.

Demande II.3. Transmettre l'analyse des causes ayant conduit à une volumétrie de demandes de travaux élevée.

Demande II.4. Transmettre les plans d'actions mis en œuvre afin de résorber les demandes de travaux en attente.

Remplacement des bouchons des pompes du système CFI[2]

Le 23 février 2026, à la suite d'un retour d'expérience du CNPE de Flamanville ayant conduit à un évènement significatif pour la sûreté (effacement par corrosion d'un bouchon en acier de nuance S275JR d'une pompe CFI), les inspecteurs vous avaient interrogé sur le métal constituant les bouchons des pompes CFI installées sur le CNPE de Penly. Vous nous aviez indiqué en réponse, le 16 mars 2026, que les pompes et les bouchons montés sur le CNPE de Penly étaient similaires à ceux de Flamanville. Le 1er juin 2026, vous nous aviez indiqué que les approvisionnements de bouchons en acier inoxydable étaient sécurisés pour le mois de juillet 2026 et que tous les remplacements seraient finalisés pour fin août 2026. Les inspecteurs se sont rendus sur les installations et ont constaté que les bouchons n'avaient toujours pas fait l'objet d'un remplacement. Vos représentants ont indiqué ne pas avoir obtenu les pièces de rechange demandées. Ils ont également indiqué qu'ils étaient optimistes sur l'arrivée prochaine des pièces sans pour autant prendre un engagement ferme concernant le délai de remplacement.

Demande II.5. Remplacer les bouchons en acier de type S275JR par des bouchons en acier inoxydable sur toutes les pompes du système CFI.

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

Sans objet

*
* *

[2] CFI : Système de filtration d'eau brute permettant le nettoyage des grilles et tambours filtrants en station de pompage.

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 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.
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 au chef de division

Signé

Jean-Francois BARBOT