

Division de Caen**Référence courrier :** CODEP-CAE-2026-042569**Electricité de France**Monsieur le Directeur
du CNPE de Flamanville
BP 4
50340 LES PIEUX

Caen, le 15 juillet 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base – CNPE de Flamanville
Lettre de suite de l'inspection du 30 juin 2026 sur le thème de l'exploitation et de la conduite normale

N° dossier (à rappeler dans toute correspondance) : Inspection n° INSSN-CAE-2026-0210.

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Note EDF référencée D400820000213 : Référentiel managérial « Maîtrise de la surveillance des installations en salle de commande et en local »
[3] Note EDF référencée D400819000544 : Référentiel managérial « Maîtrise des lignages »
[4] Note EDF locale référencée D5330-06-0596 : Organisation et management au service conduite

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en références concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 30 juin 2026 sur le thème de la conduite normale.

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 du 30 juin 2026 concernait la thématique de la conduite normale des installations par les équipes du service en charge de la conduite des réacteurs.

Une première équipe d'inspecteurs s'est intéressée à l'organisation et à la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) du service, ainsi qu'aux dispositions mises en œuvre en matière de pilotage et d'amélioration continue en lien avec la sûreté pour les activités qui relèvent du service.

Une seconde équipe a procédé à des observations et contrôles en salle de commande (SDC) des réacteurs n°1 et 2 afin de vérifier le respect des exigences en matière d'état des installations ainsi que de leur surveillance, de gestion des alarmes, et de suivi des consignes temporaires. Cette équipe a également observé le déroulement du briefing d'une équipe de quart montante, ainsi que la réalisation depuis la SDC d'une activité d'essai périodique conduite (EPC) du système de protection du réacteur (RPR). Vos représentants ont également présenté *in situ* le nouveau local dénommé centre opérationnel d'exploitation (CODEX) qui vient d'être récemment pérennisé et qui vise à améliorer la sérénité dans la salle de commande en limitant les passages des équipes devant prévenir l'équipe de quart avant de réaliser leurs activités sur les installations.

En matière de GPEC, les inspecteurs notent que les équipes, tant en quart que hors quart, sont organisées de manière satisfaisante et composées d'agents expérimentés issus de parcours diversifiés. Les projections à trois ans montrent une gestion proactive permettant d'anticiper les vagues de départs identifiés. Les inspecteurs notent l'arrivée déjà effective d'agents supplémentaires en prévision des quatrièmes visites décennales (VD4) qui doivent démarrer en 2028 sur le site de Flamanville. Les inspecteurs relèvent cependant que l'animation des comités compétences des équipes de quart (CC1) pourrait être améliorée pour harmoniser les pratiques entre équipes.

Pour ce qui concerne le pilotage des processus élémentaires (PE) et l'amélioration continue au sein du service, les inspecteurs ont pu constater qu'une organisation robuste est en place. Les PE dont le service conduit a la responsabilité font l'objet d'un pilotage maîtrisé, et l'état-major du service dispose d'une vision intégratrice des performances du service en matière de sûreté qui est partagée régulièrement au sein du service et avec la direction du site. Le pilotage du plan d'actions est rigoureux, mais gagnerait à être mieux cadré pour assurer un suivi efficace des actions et une meilleure lisibilité du projet de service global. De plus, le volume d'actions, dispersées dans les différents plans d'actions issus des différentes instances et outils (revues de PE, contrat d'objectifs de service, nouveau projet de service pluriannuel, feuille de route performances humaines, ...), ne permet pas d'avoir une vision claire des priorités du service en matière d'amélioration continue.

Concernant les données d'entrée qui alimentent le plan d'actions, les inspecteurs notent une dynamique positive de remontée et de capitalisation des signaux faibles au travers de différents dispositifs récemment mis en œuvre ou redynamisés (notamment l'intégration d'un outil développé par le CNPE de Nogent pour l'exploitation des observations terrain et l'enrichissement du plan de contrôle interne (PCI)). Des améliorations sont néanmoins encore possibles pour arriver aux standards du parc dans ce domaine.

En matière d'animation dans les équipes, les inspecteurs notent une dynamique globalement positive (reprise régulière des groupes de travail « tête d'équipe » (chef d'exploitation-CE, chef d'exploitation délégué-CED, pilote de tranche-PT et délégué sécurité environnement-DSE)), mais constatent une absence chronique d'animation du collectif opérateur (OP).

Lors des observations en SDC, les inspecteurs ont relevé une mise en œuvre satisfaisante des principes de surveillance par les équipes de quart (identification d'un chargé de surveillance, surveillance des paramètres flash, tour de bloc toutes les deux heures, ...). Ils ont en revanche constaté un volume significatif, et éloigné des standards du parc, d'éléments qui perturbent cette surveillance. On peut citer les alarmes présentes, les demandes de travaux ayant un impact en SDC, les instructions de conduite (IC) et consignes temporaires d'exploitation (CT), certains enregistreurs peu lisibles ou en défaut. Malgré une dynamique récente de résorption des défauts matériel ayant un impact en SDC, notamment sur le réacteur n°2, cette situation perturbe la surveillance. Les inspecteurs considèrent qu'un objectif de retour à une situation conforme aux attendus en matière de surveillance en SDC doit être défini, et les moyens associés mis en œuvre dans les meilleurs délais.

Une anomalie a par ailleurs été relevée sur la mémorisation des régimes de consignation de matériels dans le logiciel AICo, qui présentait un état incohérent avec celui de l'installation. Enfin, les observations réalisées au CODEX montrent plusieurs anomalies matérielles qui interrogent sur sa pleine opérabilité pour le prochain arrêt de la tranche n°1.

Globalement, les inspecteurs retiennent que le pilotage de la performance en matière de sûreté, quoique récemment renforcé et enrichi de nouveaux moyens de remontée et de capitalisation des signaux faibles, ne permet pas encore d'atteindre les objectifs fixés par le service. En effet, plusieurs événements significatifs récents démontrent encore des défauts d'adhérence aux procédures ou de mise en œuvre de la surveillance en salle de commande. Ces événements renforcent la nécessité de revoir les modalités d'animation du collectif des opérateurs. Les observations faites par les inspecteurs sur le terrain confirment par ailleurs des fragilités sur l'état global de l'installation et les conditions de réalisation de la surveillance en salle de commande. Ils soulignent enfin que le service devra s'assurer de la pérennité dans le temps des nouveaux dispositifs déployés pour l'animation des processus et le pilotage de la performance sûreté.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Les inspecteurs ont relevé le fonctionnement dégradé d'un nombre significatif d'enregistreurs analogiques sur les deux réacteurs, faute de consommables et en particulier d'encre (notamment 1RCV900EN, 1KRT907EN, 1RCP905EN), ainsi que des dysfonctionnements sur deux enregistreurs numériques récemment installés (1KRT903EN et 1KRT912EN en erreur « Média non reconnu »).

Demande I.1 : Approvisionner et mettre en œuvre les moyens nécessaires au bon fonctionnement des enregistreurs en SDC et vérifier en priorité ceux qui affichent des paramètres classés ICPA¹ au titre des spécifications techniques d'exploitation.

II. AUTRES DEMANDES

Animation du collectif opérateurs

En matière de management et d'animation du service conduite, le référentiel interne [4] prévoit et précise les attendus de la réalisation quatre fois par an d'un groupe de travail (GT) pour les métiers de la conduite (agents de terrain-ADT, opérateur-OP et haute maîtrise terrain-HMT). Ces rituels d'animation métier doivent permettre entre autres la diffusion du retour d'expérience, l'identification de signaux faibles, le partage sur les pratiques en lien avec les activités métier, etc.

Lors de l'inspection, les représentants du service conduite ont indiqué être en difficulté pour mobiliser et animer le collectif OP. Les inspecteurs ont noté que ce collectif n'avait plus fait l'objet d'une réelle animation sous cette forme depuis 2025 (trois GT étaient programmés sur la période 2025/2026, dont le dernier prévu a été récemment annulé, avec un nombre de participants très faible n'étant donc pas représentatif du collectif).

¹ ICPA : information nécessaire à la conduite post-accidentelle

Les inspecteurs ont fait part à vos représentants que l'animation des collectifs métier constitue un levier important de l'amélioration continue des performances en matière de sûreté du service.

Demande II.1 : Analyser les causes de l'absence d'animation au sein du collectif opérateurs, et mettre en œuvre les actions nécessaires pour y remédier.

Conditions de la mise en œuvre de la surveillance en SDC

Le référentiel managérial [2] demande que :

« Le CNPE assure un état technique des salles de commande pour la surveillance et l'exploitation :

- Les alarmes non prévues au titre de l'exploitation sont limitées au maximum (cible inférieure ou égale à 5). Les alarmes battantes sont traitées sans délai,
- Les documents temporaires d'exploitation sont limités au maximum (cible inférieure ou égale à 10 CT/IT par tranche),
- L'état technique des salles de commandes est maintenu au meilleur niveau (cible inférieure ou égale à 15 DT concernant la salle de commande par tranche),

Ces éléments sont pilotés pour limiter au maximum les contraintes d'exploitation lors d'instances régulières (fréquence < 1 mois) ».

Sur les deux réacteurs, les inspecteurs ont constaté un nombre important d'alarmes en SDC (29 sur le réacteur n°1 et 26 sur le réacteur n°2) et beaucoup de demandes de travaux (DT) à impact matériel (29 DT sur le réacteur n°1 et 18 sur le réacteur n°2). Certaines de ces DT impactent la sérénité en SDC en affectant la surveillance et le pilotage des équipements. Par ailleurs, si le nombre de nombre d'instructions de conduite (IC) et de consignes temporaires d'exploitation (CT) sur le réacteur n°2 en début de cycle reste contenu (8 CT/IC), il est relativement important sur le réacteur n°1 en fin de cycle (17 CT/IC).

Les inspecteurs ont noté que la réduction du nombre d'alarmes et de défauts à impact matériel de la SDC était une priorité du site pour l'année 2026, et qu'elle faisait l'objet d'un suivi hebdomadaire et mensuelle par l'équipe de direction. Malgré les efforts entrepris, les inspecteurs constatent que le nombre de DT à impact matériel de la SDC du réacteur n°2 reste relativement élevé pour un réacteur en début de cycle. Cette situation n'est pas propice à une surveillance optimale de l'installation depuis la SDC.

Demande II.2 : Renforcer le plan d'action mis en œuvre afin de respecter les exigences du référentiel managérial [2] en termes de nombres d'alarmes et de DT à impact matériel de la SDC. Réduire autant que possible le nombre d'IC/CT avant le redémarrage des réacteurs.

Par ailleurs, les inspecteurs ont remarqué que le traitement de certaines DT à impact matériel de la SDC n'est pas suffisamment réactif. Par exemple :

- la DT n°1916213 à l'origine de l'alarme GEX975AA qui concerne le perturbographe est affectée à l'équipe d'intervention rapide (EIR) pour un traitement sur le cycle actuel du réacteur n°1 sans échéance définie ni précision sur les modalités de traitement.
- Le traitement de la DT n°01744584 concernant l'inétanchéité interne du clapet 2SAP068VA est reporté au prochain arrêt du réacteur n° 2 en 2027 sans justification claire.

Demande II.3 : Traiter les DT impactant la sérénité en SdC, pour les deux réacteurs. Justifier les programmations de traitement au-delà du prochain arrêt réacteur le cas échéant.

Adéquation de l'application AICo avec l'état réel de l'installation

La méthode de lignage dite « MLDPN » [3] consistant à ne manœuvrer que les organes qui changent de position lors des manœuvres d'exploitation ou de déconsignation repose sur une mémorisation fiable et conforme de l'état de référence des organes concernés dans l'AICo. Des lignages permanents et modulaires sont enregistrés dans AICo et doivent refléter l'état réel des organes de l'installation.

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage l'adéquation des lignages modulaires avec l'état réel de configuration des circuits du réacteur n°2 et ont constaté que le lignage modulaire qui gère le système PTR² du réacteur n°2 ne reflétait pas l'état réel de ce circuit.

Cet écart avec l'état réel de l'installation peut induire un risque sur la sûreté lié à un mauvais lignage des circuits, basés sur une vision biaisée de l'installation.

Demande II.4 : Vérifier l'adéquation des lignages modulaires des circuits de l'installation enregistrés sur AICo avec l'état réel de l'installation et ce sur les deux réacteurs.

Expérimentation du centre opérationnel d'exploitation (CODEX)

Le CNPE a entamé une expérimentation d'un CODEX dans l'objectif de réguler l'accès des intervenants en SDC des deux réacteurs. Il s'agit d'un bureau déporté doté d'un accès informatique aux informations nécessaires des deux SDC permettant de vérifier l'adéquation de l'activité à réaliser par les métiers avec l'état actuel du réacteur et de vérifier la prise en compte des risques de l'activité, limitant ainsi au strict nécessaire le passage en SDC.

Les inspecteurs ont constaté que l'écran dédié à la transmission des activités autorisées par le CODEX vers la SDC du réacteur n°1 était en veille le jour de l'inspection. Cette situation ne permettait pas à l'équipe de conduite en SDC d'être au courant des activités autorisées par le CODEX.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que les informations relatives aux réacteur n°2 qui transitent par le système KIS n'étaient pas transmises au CODEX le jour de l'inspection. Cette situation ne permet pas au CODEX de suivre finement l'état du réacteur n°2.

Le bilan d'expérimentation du CODEX doit intégrer la nécessité de garantir l'accès et l'échange des informations avec les SDC nécessaires à son bon fonctionnement. Pour rappel, vous vous étiez engagé à transmettre à l'ASNR les conclusions du directoire sur la poursuite ou non du CODEX en fonction du REX identifié (action A0001032056) avant le 20 février 2026.

Demande II.5 : Informer l'ASNR de la conclusion de l'expérimentation du CODEX et des moyens mis en œuvre pour améliorer l'opérabilité du CODEX.

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

Recueil, capitalisation et analyse des signaux faibles au service conduite

Le recueil, la capitalisation et l'analyse des signaux faibles font partie des leviers essentiels pour un management de la sûreté performant. Les inspecteurs ont constaté que le service conduite dispose de canaux diversifiés pour alimenter son analyse, le principal étant les observations terrain réalisées par l'état-major du service ou les têtes d'équipe qui consistent à observer les agents du service dans leurs activités et à remonter des signaux faibles appelés « faits de quart ». Le service a récemment enrichi son dispositif d'observations terrain, qui s'appuie

² PTR : Traitement et réfrigération des eaux de piscines et du réacteur

désormais sur un outil informatique développé sur un autre site et qui semble répondre à ses besoins en matière de facilité d'utilisation et d'exploitation des données.

Les inspecteurs ont néanmoins constaté que ce dispositif d'observations terrain pouvait faire l'objet d'améliorations pour assurer une meilleure représentativité des données et in fine une meilleure qualité du diagnostic des performances de la conduite en matière de sûreté. Notamment :

- Le service n'a pas défini d'objectif en termes de volume et de périmètre d'observations nécessaire pour assurer une base de données suffisantes pour alimenter son analyse ;
- Les activités réalisées par les équipes hors quart sont à ce stade en dehors du périmètre du dispositif ;
- Certaines équipes effectuent très peu d'observations alors que le dispositif semble déjà bien ancré dans d'autres équipes ;
- Les PT et DSE qui font partie de la tête d'équipe ne sont pas encore pleinement intégrés au dispositif (très peu d'observations).

Enfin, le service n'a pas encore eu l'occasion de mettre en œuvre l'analyse des « faits de quart » au sein des équipes (analyse à réaliser cet été par chaque chef d'exploitation), ni au niveau du service (analyse globale prévue en fin d'année dans le cadre de l'analyse de risque du service). Ces échéances devraient être l'occasion d'évaluer la qualité des données remontées afin, le cas échéant, d'apporter les améliorations nécessaires au dispositif.

Par ailleurs, les inspecteurs ont noté favorablement la reprise depuis cette année de la réalisation du plan de contrôle interne de service qui n'était plus mis en œuvre depuis plusieurs années, avec environ 30 contrôles programmées sur l'année dont environ un tiers réalisé au jour de l'inspection. Le service devra se donner les moyens de maintenir cette dynamique dans le temps.

Mise en œuvre et suivi du plan d'action

Les inspecteurs n'ont pas relevé de défaillance dans la mise en œuvre et le suivi des différents plans d'actions mis en œuvre à la conduite, qu'il s'agisse de plans issus des revues de PE ou du contrat d'objectif de service.

Néanmoins, les inspecteurs ont constaté un volume très important d'actions et une dispersion significative dans les différents plans existants et en cours d'élaboration (projet pluri-annuel de service, feuille de route culture de sûreté, ...), sans aucune priorisation. De plus, les éléments tracés dans les revues et les différents outils de management ne permettent pas de faire facilement le lien entre le diagnostic issu de l'analyse des signaux faibles et forts et les plans d'actions.

Au-delà du sujet de la traçabilité de la mise en œuvre des actions, les inspecteurs estiment qu'une rationalisation et une priorisation des actions ainsi qu'une clarification sur leur lien avec les performances du service seraient de nature à permettre une meilleure adhérence au projet de service par les équipes opérationnelles, ce qui constitue un levier important de l'amélioration continue.

Analyse des paramètres enregistrés

Les inspecteurs notent positivement que des analyses à froid de paramètres NOVA ont été récemment mis en œuvre pour alimenter notamment le contrôle des signaux faibles en matière de maîtrise de la réactivité (atteinte de la limite basse d'insertion, dépassement de la puissance thermique, ...).

Les inspecteurs notent que, si elle est techniquement possible, une analyse à froid des alarmes apparues en salle de commande pourrait permettre de détecter certaines apparitions voire récurrences d'alarmes représentatives d'anomalies matérielles qui n'auraient pas été identifiées ou reportées par les équipes de quart (exemple de l'événement significatif récent déclaré sur une récurrence de l'alarme RGL026AA).

Identification des activités à risque par les équipes de conduite

Lors du passage en salle de commande, les inspecteurs ont constaté qu'une activité listée sur le tableau de suivi des activités de la conduite n'avait pas été identifiée, à tort, en tant qu'activité à risque de non qualité d'exploitation (NQE). Ainsi, la préparation spécifique prévue pour ce type d'activité n'était pas mentionnée sur le tableau. Après que les inspecteurs ont indiqué aux équipes cette erreur, l'activité a pu être déroulée selon les exigences relatives aux activités à risque.

Animation de la thématique surveillance des installations (depuis la SDC et en local)

Les inspecteurs notent positivement le choix du site de Flamanville de piloter et d'animer la thématique surveillance des installations sous la forme de processus élémentaires contribuant à la performance du service. Cette méthodologie (capitalisation et analyse des signaux forts et faibles, plan d'actions dédié, revue de PE, ...) est de nature à permettre une meilleure efficacité du processus d'amélioration continue dans ce domaine.

Prise en compte du retour d'expérience

Les inspecteurs notent favorablement la pratique du site qui consiste à émettre un retour d'expérience au format A4 et à suivre sa diffusion dans toutes les équipes après chaque NQE caractérisée, afin d'en partager les enseignements.

*
* *

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.

Le chef de division

Signé

Gaëtan LAFFORGUE-MARMET