

Division de Lille

Référence courrier : CODEP-LIL-2025-080209

Monsieur le Directeur du Centre
Nucléaire de Production d'Electricité
B.P. 149
59820 GRAVELINES

Lille, le 30 décembre 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Gravelines - INB n° 96, 97, 122
Lettre de suite de l'inspection du **15 décembre 2025** sur le thème « Conformité et gestion des écarts »

N° dossier : Inspection n° **INSSN-LIL-2025-0392**

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V et ses articles L. 592-19 et suivants ;
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ;
[3] Note d'organisation EDF Gravelines « Procédure – gérer les anomalies, les constats et les écarts » D5130NOEEE09 indice 2 du 22/11/2023 ;
[4] Note d'organisation EDF Gravelines « note de processus élémentaire détection et traitement des écarts de conformité sur le CNPE de Gravelines » D5130PEVAI11 indice 5 du 15/02/2024.

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 15 décembre 2025 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines sur le thème de la conformité et la gestion des écarts.

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 avait pour objet de vérifier que la déclinaison et les modalités d'application des exigences de l'arrêté [2] dans le domaine de la gestion des écarts, depuis l'identification jusqu'à l'évaluation de la suffisance des actions curatives, correctives et préventives mises en œuvre, sont respectées.

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour identifier, analyser et traiter les anomalies et écarts matériels (EIP¹) détectés sur le site et ont contrôlé par sondage des « plans d'actions constats » (PA CSTA) et demandes de travaux (DT) établis à la suite d'anomalies. En particulier, la vérification par échantillonnage des PA

¹ EIP : élément important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement

CSTA issus des 4^{ème} visites décennales (VD4) dont la clôture était prévue après la divergence des réacteurs 1 à 4 s'est avérée satisfaisante. Les inspecteurs ont également regardé l'état des lieux des écarts aux AIP² et au SGI (système de gestion intégrée), pour lequel ils identifient des faiblesses sur le suivi et la traçabilité.

Au vu de cet examen par sondage, les inspecteurs considèrent que le pilotage du processus de gestion des écarts est conforme à votre référentiel. L'organisation du site pour le suivi des anomalies matérielles s'améliore, en témoigne la diminution du nombre de DT en cours de caractérisation (ouverture de PA CSTA) de manière substantielle depuis l'année dernière bien que la cible ne soit pas encore atteinte et qu'il subsiste des disparités entre métiers de maintenance.

Toutefois, les inspecteurs identifient des écarts de non application de vos référentiels [3] et [4], à savoir l'absence de désignation par des lettres de missions des correspondants « maîtrise de la conformité » dans chaque métier de maintenance ou encore la déclinaison incomplète des vérifications à réaliser au titre des plans de contrôles internes.

Ils mettent en avant également que l'adéquation des ressources allouées au processus « écarts » n'est pas mesurable en l'absence d'indicateurs formalisés pour les intervenants de ce processus. Également, il est apparu que des décisions prises à l'issue de réunions opérationnelles peuvent ne pas être suivies de fait dans des délais raisonnables ce qui nuit à la caractérisation des écarts. La traçabilité des anomalies et constats sur les AIP et le SGI reste perfectible.

Enfin, les inspecteurs considèrent que le délai de caractérisation des constats sur les tuyauteries JPP³ du réacteur 3 a été anormalement long compte tenu d'une erreur d'appréciation du référentiel applicable. Une caractérisation de cette erreur devra être conduite.

Cette inspection conduit l'ASNR à formuler 6 demandes.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

II. AUTRES DEMANDES

Organisation des métiers de maintenance sur les écarts de conformité (EC)

Votre note [4] indique que : « *Un pilote dans les métiers est de plus identifié pour chaque EC⁴ (local ou générique) présent sur le site afin de garantir le bon déroulement de son traitement. Une lettre de mission est disponible en Annexe 6 afin d'accompagner l'agent choisi pour cette charge.* »

Cette lettre de mission désigne pour chaque métier de maintenance un correspondant « maîtrise de la conformité ». Elle désigne un pilote d'EC (un ou plusieurs) sur les matériels de son domaine de compétence et en plus de définir formellement les missions (connaissance du référentiel de conformité, son organisation, vision complète des EC, traitement de ces EC, analyse régulière des DT et PA CSTA, contribution à la caractérisation d'un EC, représentation en comité locale des EC), elle prévoit une allocation de quelques heures hebdomadaires pour les mener à bien.

² AIP : activité importante pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement)

³ JPP : système de production d'eau incendie

⁴ EC : écart de conformité

Les inspecteurs ont souhaité voir les lettres de missions pour chaque métier de maintenance afin d'identifier ces référents. Vos interlocuteurs n'ont pas su présenter ces dernières hormis une seule, aujourd'hui caduque, de la pilote opérationnelle des EC du CNPE rédigée uniquement dans l'objectif d'un changement de service. Dans les faits, l'appui sûreté de chaque métier de maintenance joue ce rôle de correspondant, mais ce dernier n'est pas clairement identifié dans votre organisation.

Les inspecteurs considèrent que ces correspondants et leurs suppléants éventuels doivent être formellement identifiés conformément aux exigences de votre note [4], et qu'ils doivent, à ce titre, disposer des moyens nécessaires au processus de traitement des écarts de conformité (formation, allocation horaire ...). L'application de ces exigences doivent contribuer à éviter tout préjudice à la détection, à la caractérisation et au traitement des écarts et *in fine* un non-respect des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté [2].

Demande II.1

Désigner les correspondants « maîtrise de la conformité » comme exigé par votre prescriptif en référence [4]. Vous transmettez les lettres de mission ou tout autre document équivalent.

Ressources allouées au processus de traitement des écarts.

Le processus élémentaire de traitement des écarts [3] est porté dans l'organisation par un pilote opérationnel (PO « écarts ») qui anime le processus au niveau du site. Ce dernier s'assure, notamment dans l'organisation actuelle, de la déclinaison des référentiels sur le site, anime la réunion opérationnelle appelée ROP écarts, les groupes de travail traitant des écarts, participe à la mise en cohérence des différentes démarches de gestion des écarts spécifiques, et procède à la revue du processus. C'est aussi le pilote opérationnel qui élabore la note d'organisation du processus du traitement des écarts du site nécessitant une mise à jour.

Les inspecteurs ont observé que ce travail comporte des phases d'activités soutenues notamment lors des arrêts de réacteurs pendant lesquelles il est nécessaire de caractériser et traiter les potentiels écarts détectés, ou de justifier de leur non-nocivité. Au sein de votre organisation, le pilotage opérationnel de la thématique écarts constitue un rôle annexe supplémentaire pour le pilote en plus des missions initiales qui lui sont confiées et qui occupent une part substantielle de son temps de travail.

Sur la base de la revue de processus de traitement des écarts, les inspecteurs notent une amélioration en 2024 des conditions et délais de caractérisation des DT durant la ROP « écarts » avec une vigilance observée pour l'ouverture d'un PA CSTA sous 15 jours à partir de DT « matériels » (DT AM). Toutefois, ce n'est toujours pas à l'attendu et il existe de fortes disparités entre les métiers de maintenance, certains accusant un retard important (près de 40% des DT).

Les inspecteurs s'interrogent sur l'adéquation des ressources allouées au processus « écarts », aussi bien sur son pilotage que du côté des métiers de maintenance. Les inspecteurs ont retenu, après les échanges avec les différents interlocuteurs des métiers de maintenance, l'existence de difficultés sur la thématique de la gestion des écarts notamment mises en avant à travers le support de présentation de la dernière revue de processus, sans que celui-ci n'identifie les causes de ces difficultés (organisationnelles, ressources, compétences, connaissances du référentiel, etc...).

Les inspecteurs considèrent que l'activité liée au pilotage opérationnel de la thématique écarts matériels sur un site comportant six réacteurs doit disposer d'indicateurs permettant de mesurer la bonne adéquation des ressources (en temps et en personne) pour éviter de porter préjudice à la détection, à la caractérisation et au traitement des écarts et donc un non-respect des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté [2].

Demande II.2

Statuer sur la suffisance des ressources allouées au pilotage et au traitement opérationnel du processus de gestion des écarts. Le cas échéant, mettre à jour la note de processus de traitement des anomalies, des constats et des écarts [3] sous 6 mois et la transmettre à l'ASNR.

Anomalies et constats de type AIP / SGI

L'article 2.6.3-II de l'arrêté [2] dispose que : « *L'exploitant tient à jour la liste des écarts et l'état d'avancement de leur traitement* ».

Concernant les constats sur les AIP ou sur le SGI, les inspecteurs considèrent leur exploitation par votre logiciel « Caméléon » très perfectible. Leur traçabilité n'est pas maîtrisée et il a été difficile d'avoir une liste à jour de ce type de constat lors de l'inspection. Par sondage, par exemple, un écart AIP était affiché « en cours » alors qu'il a été clôturé après vérification par vos intervenants. Un autre constat affiché comme constat AIP portait en réalité sur un constat matériel.

Demande II.3

Transmettre la liste à jour des anomalies et constats portant sur les AIP et le SGI. Vous vérifierez notamment la cohérence entre l'état affiché du constat dans votre logiciel et son traitement réel. Mettre en œuvre des mesures visant à améliorer le suivi et la traçabilité des anomalies et constats sur les AIP et au SGI. Vous détaillerez les mesures concernées.

Plans de contrôle interne (PCI) et métiers de maintenance

La note [3] indique qu'il convient de « *Valider, parmi les PA CSTA ouverts, ceux qui nécessiteraient, en plus des actions curatives, la mise en œuvre d'actions correctives et préventives avec éventuellement une évaluation d'efficacité. Cette validation est réalisée :*

- *par un PCI (plan de contrôle interne) de chaque métier. Ce PCI sera réalisé tous les ans, sera auditable, et sous assurance qualité.*
 - *Les attendus du PCI pour chaque métier sont détaillés en annexe 12. »*

Les inspecteurs ont souhaité contrôler l'application de cette vérification avec deux services de maintenance, le service automatismes (AUTO) et le service maintenance systèmes fluides (MSF). Les PCI consultés de l'année 2024 ne reprennent pas l'ensemble de la commande de vérification, à savoir les 5 points de contrôles figurant dans la trame type de l'annexe 12 de la note [3]. Par exemple, pour MSF, hormis sur les PA CSTA dont l'attribut écart « O », il n'a pas été possible de connaître le nombre de PA CSTA ayant fait l'objet de ces PCI.

Pour rappel, le PCI est à réaliser tous les ans, auditable, et sous assurance qualité [3].

Demande II.4

Mettre en application les PCI tels que prescrits par votre note [3] et conformes à la trame de l'annexe 12. Transmettre les PCI des métiers de maintenance pour l'année 2025.

Tenue au séisme du système JPP / PA CSTA n°548946 / EC L34

L'article 2.5.1 II de l'arrêté [2] indique que : « — Les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire. III. — L'exploitant expose la démarche de qualification dans les dossiers mentionnés aux articles 8, 20, 37 et 43 du décret du 2 novembre 2007 susvisé. Il liste les principales informations relatives à l'obtention effective de cette qualification dans le dossier mentionné à l'article 20 ou 43 du même décret. **Il conserve les documents attestant de la qualification des éléments importants pour la protection jusqu'au déclassement de l'installation nucléaire de base** »

Des anomalies ont été détectées sur des tuyauteries du système JPP du réacteur 3 ne permettant potentiellement pas de garantir la tenue au séisme et pour cela un PA CSTA a été ouvert en janvier 2025 par le métier responsable. Les tuyauteries concernées par ces anomalies sont des EIP avec un requis au séisme DSD⁵. La fiche de communication de référence D305225017012 les anomalies (corrosion) ne remettent pas en cause la tenue des tuyauteries au séisme entraînant ainsi le solde du PA CSTA n°548946

Plus tard, à la découverte de l'EC L34 en émergence (remise en cause de la tenue au séisme des tuyauteries JP), le 17 octobre 2025, les échanges avec vos services centraux ont établi que le niveau de tenue sismique sur le système JPP attendu est le SMS⁶. En conséquence, le PA CSTA n°548946 a été ouvert de nouveau, réindiqué pour prendre en compte ces derniers éléments et la fiche de communication susmentionnée n'est plus applicable.

Ainsi entre janvier 2025 et le 17 octobre 2025, la caractérisation des constats sur les tuyauteries JPP du réacteur 3 a accusé un retard important, en raison d'une erreur l'analyse documentaire qui aurait dû identifier plus tôt un requis au SMS de ces tuyauteries du réacteur 3 et non pas au DSD. Les inspecteurs considèrent que cela a porté préjudice à la caractérisation et au traitement de cet écart et que cela constitue un non-respect de l'articles 2.6.2 de l'arrêté [2] : « *L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart* ».

Demande II.5

Compte tenu de ces éléments ci-dessus, transmettre votre position sur l'aspect déclaratif de cet événement au regard de l'arrêté en référence [2].

Validation des écarts par la direction

La note [3] définit les éléments suivants :

« Le RR⁷ et le RM⁸ présentent, en préambule, la démarche mise en place pour traduire la progressivité des enjeux vis-à-vis des intérêts protégés et garantir la priorité à accorder aux faits ou situations constituant un non-respect avéré d'une exigence définie ou d'une exigence fixée par le SGI. Cette démarche repose sur les notions d'anomalie, de constat et d'écart, explicitées dans le RR et le RM, dont les définitions sont rappelées ci-dessous :

⁵ DSD : demi séisme de dimensionnement

⁶ SMS : séisme majoré de sécurité

⁷ RR : référentiel réglementaire

⁸ RM : référentiel managérial interne EDF

- Une anomalie est un fait ou une situation présentant une différence par rapport à un attendu (référentiel, règle de l'art) ;
- Un constat est une anomalie susceptible de remettre en cause une exigence définie d'un Elément Important pour la Protection (EIP) des intérêts, d'une exigence définie d'une Activité Importante pour la Protection (AIP) des intérêts ou d'une exigence fixée par le Système de Gestion Intégrée (SGI) pouvant affecter la protection des intérêts. Les dispositions mises en œuvre pour le traitement des constats non caractérisés en écarts sont équivalentes à celles prévues pour un écart dont l'importance est mineure pour la protection des intérêts au sens de l'arrêté INB ;
- Un écart est un non-respect d'une exigence définie d'un EIP, d'une exigence définie d'une AIP ou d'une exigence fixée par le SGI pouvant affecter la protection des intérêts. A partir de la détection d'une anomalie, une phase d'analyse est nécessaire pour statuer sur le caractère avéré ou non d'un écart. »

Toujours dans cette note [3], dans les « Règles à respecter », il est précisé que : « ...

- Dans le cas d'un PA CSTA nécessitant une analyse transverse dans plusieurs services, le service responsable du PA CSTA affecte le métier sollicité en discipline qui renseignera son analyse dans une note de type A.
- En cas d'annulation d'un PA CSTA, le service à l'origine de l'annulation, indique la raison en rédigeant une note de type « S ».
- Lorsque la caractérisation conduit à un écart, l'attribut « écart » du PA CSTA sera renseigné « O ». Le renseignement de l'attribut « écart » à « O » doit faire l'objet d'une validation par le directeur délégué technique ou à défaut le PCD1. »

Les inspecteurs, sur la base de la procédure [4], relèvent que la validation d'un écart de conformité (EC) est de la responsabilité du directeur délégué technique (DDT) du CNPE, avec notamment son visa à apposer uniquement sur la fiche d'analyse réactive d'un écart de conformité (FAREC). Pourtant, selon l'extrait de la note [3] présenté ci-avant, le DDT est censé valider certains PA CSTA avec l'attribut « écart » à « O ». Or sur certains de ces PA, cette validation du DDT n'apparaît pas. Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure d'indiquer de quelle nature d'écarts il s'agissait. Par conséquent, une clarification est attendue pour enlever toute ambiguïté, soit en confirmant que la validation du DDT ne concerne que les EC, soit en précisant que cela concerne aussi bien les EC que d'autres écarts dont la nature est à préciser.

Demande II.6

Clarifier les exigences du site notamment en ce qui concerne le rôle du DDT. Le cas échéant, vous modifierez et transmettez vos notes [3] et [4].

Politique sûreté d'EDF

Au jour de l'inspection, les inspecteurs ont relevé que les représentants du CNPE n'avaient pas connaissance de la politique de sûreté nucléaire du groupe EDF du 4 juillet 2025 émise par son président directeur général. Les inspecteurs ont rappelé que l'article 3.2 de l'arrêté du 7 février 2012 [2] exige que « L'exploitant s'assure que la politique définie à l'article 2.3.1 est diffusée, connue, comprise et appliquée par l'ensemble des personnels amenés à la mettre en œuvre, y compris ceux des intervenants extérieurs. »

Ce n'est qu'en fin de journée que vos représentants ont présenté la déclinaison de cette politique signée par le directeur du CNPE de Gravelines et datée du 27 novembre 2025. Toutefois, ils n'ont pas été en mesure de préciser les modalités pour que celle-ci soit diffusée, connue, comprise et appliquée par l'ensemble du personnel du CNPE et des intervenants extérieurs.

Demande II.7

Préciser les modalités de déclinaison de la politique de sûreté à destination du personnel et intervenants extérieurs du CNPE comme exigé par l'article 3.2 de l'arrêté [2].

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

Observation III.1 – Suite d'inspection

Les inspecteurs sont revenus sur une réponse du CNPE à une demande formulée suite l'inspection référencée INSSN-LIL-2023-0337 portant sur le thème des facteurs organisationnels et humains. Pour répondre aux retards successifs concernant l'application et la formation / information des métiers de maintenance aux nouveaux référentiels réglementaires et managériaux d'EDF, vos services ont validé en comité de compétences en mars 2025 la réalisation d'un webinaire sur le processus écart sur le thème des EIP, du SGI et des AIP. Suite à ce webinaire, il a été remonté que sur le fond, ce webinaire n'était pas adapté pour certains publics visés. En conséquence, vos services ont décidé d'adapter cette présentation en une forme plus simplifiée et opérationnelle. Une présentation à l'état « préliminaire » a été transmise à l'issue de l'inspection et est susceptible d'évoluer après contrôle interne conjoint avec la direction. Les inspecteurs notent une évolution à venir de la réponse initialement apportée.

Observation III.2 - PA CSTA et PT CONF A

La décision ASNR modifiée n°2021-DC-0706, dans la partie dédiée à la résorption des écarts détectés, prescrit dans le paragraphe dit [CONF-A] que « *Sans préjudice des dispositions de la section 6 du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, l'exploitant résorbe, au plus tard lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen, les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement à celle-ci. En cas de difficulté particulière, l'exploitant justifie, dans le dossier accompagnant la demande d'accord mentionnée à l'article 2.4.1 de l'annexe à la décision du 15 juillet 2014 susvisée, le report de la résorption de ces écarts au-delà de la visite décennale et le calendrier associé.* »

Les inspecteurs ont consulté par sondage, en lien avec cette décision, les PA CSTA dont la clôture était prévue après la divergence des réacteurs 1 à 4 du CNPE de Gravelines suite à leur 4^{ème} visite décennale (VD4). Ce contrôle s'est avéré satisfaisant et les inspecteurs notent l'engagement du CNPE à mettre en œuvre une meilleure identification de ces constats dans votre logiciel de gestion des PA CSTA afin d'établir un bilan plus efficace en matière de traçabilité pour les prochaines VD4 des réacteurs 5 et 6.

Observation III.3 - Engagements d'évènements significatifs du domaine sûreté (ESS) et « feuille de route corrosion »

Les inspecteurs ont souhaité vérifier la mise en œuvre d'actions correctives issues d'ESS dont l'une des causes était une appréciation perfectible de vos services sur le niveau de nocivité de la corrosion présente sur certains matériels. Il est fait référence ici aux EC locaux EC L30 et EC L32 remettant en cause les exigences définies, respectivement des matériels des systèmes KRG⁹ et SEC¹⁰.

Les inspecteurs notent de manière positive la feuille de route dite « corrosion » et de sa présentation faite par le pilote opérationnel de ce sujet. Cette action a pour objectif d'améliorer la détection et la caractérisation de ce type d'écart. Les inspecteurs ASNR resteront attentifs à sa mise en œuvre et sur l'efficacité de cette mesure.

⁹ KRG : Régulation générale

¹⁰ SEC : Circuit d'eau brute secourue.

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois** et **selon les modalités d'envoi 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'expression de ma considération distinguée.

Le Chef du Pôle REP,

Signé par

Bruno SARDINHA