

Division de Lille

Référence courrier : CODEP-LIL-2025-041189

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

Lille, le 27 juin 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Gravelines - INB n° 96
Lettre de suite de l'inspection du **12 juin 2025** sur le thème de l'intégration des modifications matérielles sur le cycle précédant l'arrêt pour maintenance incluant le lot B VD4

N° dossier : Inspection n° **INSSN-LIL-2025-0414**

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Code de l'environnement, notamment son chapitre VII du titre V du livre V
[3] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ("arrêté INB")
[4] Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 modifiée fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique
[5] Décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression
[6] Décision n° 2017-DC-0616 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 30 novembre 2017 relative aux modifications notables des installations nucléaires de base
[7] Lettre de position générique pour la campagne d'arrêts de réacteur de l'année 2025
[8] Dossier de présentation d'arrêt indice 0 référencé D5130S3PDPA2025AT1001
[9] Procédure P52 : Traitement des anomalies lors de l'intégration de modification référencée D455616069941 indice H

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 12 juin 2025 dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines, sur le thème de l'intégration des modifications matérielles liées au 4^{ème} réexamen périodique (VD4) sur le cycle précédant l'arrêt pour maintenance incluant la phase B.

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 concernait le thème de la maintenance et plus particulièrement les modifications réalisables totalement ou partiellement, réacteur 1 en fonctionnement, avant son prochain arrêt pour maintenance programmée et renouvellement partiel du combustible de type « visite partielle » (VP).

L'article L. 593-19 du code de l'environnement prévoit lors d'un réexamen périodique que l'exploitant présente, dans le rapport de conclusions de réexamen (RCR) du réacteur, les dispositions envisagées pour remédier aux éventuelles anomalies constatées et pour améliorer la protection des intérêts fixés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. Ces dispositions correspondent à l'ensemble des réponses qu'EDF apporte aux objectifs du réexamen. Elles recouvrent un ensemble de modifications diverses, notables et non notables, matérielles, intellectuelles ou organisationnelles, réalisées dans le cadre du réexamen périodique, en amont et en aval du dépôt du RCR.

Pour le réacteur 1 du CNPE de Gravelines, les réponses d'EDF aux objectifs fixés à l'occasion du 4^{ème} réexamen périodique du réacteur s'appuient notamment sur plusieurs modifications matérielles. Compte tenu de l'ampleur des travaux et des impacts induits sur les sites nucléaires, l'ASN a autorisé EDF à planifier plusieurs phases de réalisation des travaux sur ses installations :

- la phase A correspondant au déploiement des modifications matérielles ainsi que les modifications des règles générales d'exploitation (RGE) associées au cours des arrêts de type « visite décennale » ;
- les phases B et complément phase B permettent de compléter le déploiement des modifications matérielles et intellectuelles.

Le déploiement des modifications de la phase B doit être réalisé au plus tard lors du deuxième arrêt du réacteur de type visite partielle suivant la 4^{ème} visite décennale de chaque réacteur et permet notamment de répondre à des prescriptions techniques de l'ASNR relevant de la décision [4]. Pour le réacteur 1 du CNPE de Gravelines, cet arrêt est prévu en 2025.

Dans le cadre de l'inspection en objet, les inspecteurs ont contrôlé le déploiement d'une quinzaine de modifications de la phase B par un examen par sondage du traitement des anomalies matérielles, des essais de requalification, de la prise en compte des formations attendues pour le personnel d'exploitation et de maintenance ainsi que la mise à jour des référentiels documentaires associée à ces modifications. Ils ont également procédé à un contrôle par sondage de la complétude et de la fiabilité de l'information au sujet de ces modifications dans le dossier de présentation d'arrêt (DPA). Ils ont complété cette vérification par un contrôle par sondage sur les installations de la conformité des modifications au niveau du bâtiment combustible (BK) et du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN). Ces vérifications n'ont porté que sur les modifications relevant du périmètre de l'équipe commune Gravelines (ECG).

Le réacteur 1 étant le premier du CNPE à déployer les modifications de la phase B, le site a mis une organisation en place pour prendre en compte le retour d'expérience des CNPE de Tricastin et du Bugey, premiers à déployer la phase B. Il s'agit notamment d'un appui des services EDF en charge de la conception des modifications (DIPDE¹, CNEPE²), de partages d'expérience inter-sites concernant aussi bien le pilotage

¹ DIPDE : division de l'ingénierie du parc, de la déconstruction et de l'environnement ; elle assure les études d'ingénierie et la réalisation des travaux d'amélioration des îlots nucléaires du parc existant, ainsi que la maîtrise des activités d'ingénierie d'étude de l'environnement.

² CNEPE : Centre national d'équipement de production d'électricité. Il a en charge l'ingénierie de la partie non nucléaire des centrales nucléaires du parc en fonctionnement ainsi que pour les nouveaux projets neufs.

managérial au niveau national (DESA³) qu'opérationnel et une aide inter-sites durant l'été pour le traitement des anomalies matérielles objet de plans d'action (PA) selon votre référentiel [9]. ECG a par ailleurs revu son organisation par rapport à celle mise en place pour la phase A afin de gagner en efficacité avec un suivi par section (mécanique, électrique, génie civil). L'ASNR sera vigilante quant à l'efficacité de l'organisation mise en place. Les inspecteurs retiennent par ailleurs que le retard de transmission des livrables des modifications par vos services nationaux, identifié lors de l'inspection INSSN-LIL-2025-0417 du 5 juin 2025, concernent également les modifications déployées réacteur en fonctionnement et notent que l'impact est moins important que pour les modifications déployées réacteur à l'arrêt. Plusieurs modifications sont identifiées à risque de livraison tardive. L'ASNR sera attentive à la bonne prise en compte par le projet d'arrêt de réacteur des modifications initialement suivies par le projet tranche en marche, le cas échéant.

Concernant le traitement des anomalies matérielles, les inspecteurs relèvent en particulier un nouvel écart à votre référentiel [9], et ce, malgré les actions mises en œuvre à la suite de l'INSSN-LIL-2024-0381. Ce constat a fait l'objet d'un traitement réactif de votre part.

Concernant le passage des modifications à la responsabilité de l'exploitant, les inspecteurs relèvent des signaux faibles principalement liés à une reprise de modifications du fait d'un écart identifié postérieurement à la validation par ECG du dossier, à deux modifications pour lesquelles le métier en charge de l'exploitation ou de la maintenance ne sont pas encore identifiés ainsi qu'à un risque qu'une partie des intervenants n'ait pas bénéficié dans le délai imparti des formations attendues sur certaines des installations modifiées.

Quelques compléments sont attendus quant à la prise en compte effective de formations associées à l'exploitation des certaines installations modifiées, quant à la maintenance mise en place sur un des matériels ainsi que sur la complétude d'une des démarches engagées pour la mise à jour du référentiel sûreté.

Les contrôles menés sur le terrain nécessitent des compléments sur la conformité de deux supports de la ligne de reprise de fuite d'une vanne du système EAS⁶ ajoutée par la modification PNPE1945, non identifiée par vos services alors que celle-ci est terminée, ainsi que sur le respect des spécifications du fabricant de positionnement de la sonde de mesure analogique mise en place en bord de piscine du bâtiment combustible dans le cadre de la modification PNPP1824. Il a par ailleurs été constaté un entreposage non conforme, une absence de repli de chantier ainsi qu'un risque d'endommagement d'une tuyauterie EAS⁶ par la goupille d'un support qui vient en contact de celle-ci. Certains constats ont fait l'objet d'un traitement réactif par vos services.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

II. AUTRES DEMANDES

Complétude du DPA

Dans le cadre de la préparation de la campagne d'arrêts de réacteur, l'ASNR communique annuellement à la société EDF une lettre de position générique (LPG) [7] décrivant l'organisation retenue pour le contrôle des arrêts de réacteur, les demandes à caractère général et les demandes à caractère technique qui s'appliqueront à tous les arrêts qui vient préciser la décision [5].

³ DESA pour Design Authority : service au sein de DIPDE, dont les principales missions visent à garantir que l'état de conception des installations et leurs évolutions sont conformes aux référentiels de sûreté.

En particulier, concernant les modifications matérielles notables selon la décision [6], la LPG [7] prévoit que le DPA [8] contienne :

- « a. la référence et la date du courrier de demande d'autorisation ou de déclaration à l'ASN ;
b. le cas échéant, la référence et la date de l'autorisation de l'ASN ;
c. si la modification a déjà été mise en œuvre sur un autre réacteur du même type ou sur un autre réacteur de la centrale ;
d. l'origine de la modification (écart, objectif du réexamen, prescription de l'ASN, exploitation, etc.) ;
e. le caractère partiel ou complet de l'intégration (en cas d'intégration partielle, les tomes intégrés sur l'arrêt et les échéances d'intégration ultérieures sont détaillés) ;
f. l'impact de cette modification sur les documents mentionnés à l'article R. 593-30 du code de l'environnement (RDS, RGE, PUI, étude d'impact...) »

L'examen du DPA [8] réalisé par les inspecteurs a montré que les informations c. à f. ne sont pas présentes. Les échanges ont mis en exergue la méconnaissance de cet attendu et que ces informations, relevant de plusieurs services au sein du site, n'étaient pas recensées par ECG en charge de la rédaction de cette partie du DPA [8].

Demande II.1

Prendre les dispositions nécessaires pour intégrer ces éléments au DPA indiqué, transmis en application de l'article 2.2.1 de la décision [5]. Indiquer les mesures organisationnelles mises en œuvre pour les prochains arrêts de réacteur.

Des échanges ont également porté sur les références des notes d'analyse du cadre réglementaire (NACR), fournies à l'ASNR pour les modifications notables en application de la décision [6], présentées dans le DPA [8].

Si les échanges ont permis de répondre à la majorité des interrogations des inspecteurs concernant les reports ou la notabilité de certaines modifications, il reste quelques précisions à apporter :

- PNPE1420 relative au remplacement de portes coupe-feu et PNPE1444 relative au remplacement de protections passives : ces modifications répondent à la prescription AGR-D II de la décision [4] dont l'échéance est prévue au 14/09/2027. Bien que le réacteur 1 soit redevable de ces modifications d'après le pilotage grand carénage du site, ECG a indiqué que le réacteur 1 était dédouané sans que des éléments de preuve puissent être fournis ;
- PNRL1925 relative au traitement du risque incendie par gestion des charges calorifiques : cette modification répond également à la prescription AGR-D II. Les inspecteurs avaient des doutes quant à l'absence de notabilité de modification justifiant que celle-ci ne soit pas présente au DPA [8]. Il a été indiqué que cette modification serait une modification intellectuelle mais aucun élément de preuve pour étayer ce point n'a été présenté.

Demande II.2

Transmettre les modes de preuve concernant le fait que le réacteur 1 est dédouané des modifications PNPE1420 et 1444 et que la modification PNRL1925 est non notable. Dans la négative indiquer les dispositions prises.

Traitement des réserves et constats

L'article 2.6.3 de l'arrêté [3], prévoit :

« I. — L'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :

- déterminer ses causes techniques, organisationnelles et humaines ;
- définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées ;
- mettre en œuvre les actions ainsi définies ;
- évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre. »

En application de l'article 2.6.3 de l'arrêté [3], la procédure P52 [9] décline les attendus concernant le traitement des écarts par les équipes communes et est complétée par un guide d'application D455620042498 indice B.

Dans le cadre des vérifications menées, les inspecteurs ont constaté :

- Pour la PNPE1332 relative à la robustesse au séisme ND⁴ des tuyauteries en cours de déploiement que :
 - o les PA CSTA 552731 et 541334 concernant des écarts sur le supportage avaient été clos alors que les actions correctives n'étaient pas mises en œuvre, ce qui constitue un écart à l'article 2.6.3 de l'arrêté [3]. De manière réactive vos services ont indiqué la réouverture des PA concernés ;
 - o Le PA CSTA 568597 concernant un problème de remontée d'eau n'identifie pas les causes. Les échanges ont montré qu'il n'y avait pas eu d'investigations menées à ce sujet.
- Pour la PNPE1675 relative à la réhausse de la protection volumétrique déployée en 2017, que le PA CSTA 69811 avait été annulé alors qu'il aurait dû être maintenu. Les éléments prouvant que les actions correctives ont été néanmoins menées ont pu être présentés aux inspecteurs.

Ce n'est pas la première fois que ce type de constat est réalisé et il était attendu, à la suite de l'inspection INSSN-LIL-2024-0381, que les actions mises en œuvre ne conduisent plus à constater ce genre d'écart.

Demande II.3

Procéder à une revue de conformité des PA CSTA de l'ensemble des modifications matérielles de la phase B réalisées réacteur en fonctionnement au référentiel [9]. S'interroger sur l'efficacité des actions correctives mises en œuvre à la suite de l'inspection INSSN-LIL-2024-0381. Vous me ferez part de vos conclusions.

Demande II.4

Déterminer les causes de la remontée d'eau objet du PA 568597. Vous me ferez part de vos conclusions.

⁴ ND : le Noyau Dur est un ensemble de moyens matériels fixes et robustes complétés par des moyens mobiles visant à éviter des rejets radioactifs massifs et des effets durables dans l'environnement pour des situations extrêmes consécutives à une agression naturelle externe extrême. Il s'agit principalement de situation de séisme, d'inondation externe et des phénomènes associés (foudre, grêle, grands vents, pluies de forte intensité), ou encore de la tornade.

- Pour la PNPP1541G⁵ relative à la mise en place d'une la collecte des fuites d'une vanne EAS⁶, lors de la visualisation in situ de l'installation, que :
 - o un support présentait un écrou PAL⁷ non serré ;
 - o la tuyauterie en inox présentait un contact avec un support en acier,

Ces constats n'avaient pas été identifiés par vos services alors que cette modification est terminée sans réserve. Il a été indiqué de manière réactive l'ouverture d'un PA CSTA et la reprise des activités.

Demande II.5

Transmettre le PA CSTA créé à la suite des constats réalisés par les inspecteurs. Analyser les raisons pour lesquelles la modification a pu être considérée comme terminée sans réserve. Vous me ferez part de vos conclusions.

- PNPP1907N⁸ relative à la résorption de la problématique d'injection de bulles en piscine BK, lors de la vérification des rapports d'essais élémentaires (REE), que deux indices de REE existaient avec une conclusion « total sans réserve » sans qu'il ne soit identifié les raisons de la montée d'indice. Si les explications ont permis d'en comprendre l'origine, qui est une reprise du dossier nécessaire à la suite de la découverte d'un constat d'écart sur une soudure pour lequel l'extension de contrôle nécessaire n'avait pas été mis en œuvre (PA CSTA 565916), cela questionne sur l'organisation d'ECG quand il est fait appel à l'appui de la DQI⁹ pour les activités de soudage. En effet, si les inspecteurs soulignent cette bonne pratique d'ECG de faire appel à la DQI pour le suivi des activités dont ECG n'a pas la pleine maîtrise, il est étonnant que celle-ci n'intervienne que postérieurement au transfert à l'exploitant concernant la validation des dossiers de suivi d'intervention (DSI) sur la partie soudage. D'après les explications présentées en séance, celle-ci n'est réalisée qu'après transmission du DSI final, soit 15 jours après la fin d'intervention. Le retour de la DQI est intervenu après qu'ECG ait validé le dossier sans piéger l'écart et ait transféré la modification à l'exploitant. Il a été indiqué que cela était en accord avec le manuel qualité de l'équipe commune.

Demande II.6

Repréciser votre organisation quand il est fait appel à l'appui de la DQI en vous appuyant sur les extraits pertinents de votre manuel qualité pour justifier du respect de celle-ci dans le cas de la PNPP1907N. S'interroger sur la pertinence de faire évoluer celle-ci pour éviter les écueils rencontrés dans le cadre de la modification PNPP1907N.

Modification PNPP1824 – ajout d'une chaîne de mesure de niveau analogique de la piscine BK

L'objectif de la modification PNPP1824 est d'installer une mesure de niveau d'eau analogique dans la piscine BK permettant, dans les situations de perte totale de la source froide et de perte totale des alimentations électriques consécutives à des agressions d'intensité extrême, d'assurer pendant 15 jours une aide au pilotage de l'appoint à la piscine afin de garantir son inventaire en eau. Elle répond à la prescription ND-C de la décision [4].

⁵ Répond à la prescription AG-B IV de la décision [4] dont l'échéance est fixée au 14 septembre 2028.

⁶ EAS : système d'aspersion de secours de l'enceinte du réacteur.

⁷ Ecrou conçu pour résister aux vibrations et aux charges dynamiques.

⁸ Reprend le design du refoulement PTR bis qui avait été déployé pour répondre à la prescription PISC-A-I de la décision [4] dont le déploiement est prévu au plus tard en phase B pour le réacteur 1

⁹ DQI : Direction de la Qualité Industrielle

La solution technique retenue est un capteur radar filoguidé (PTR 001 MN) équipé d'une sonde installée dans la piscine à l'aide d'un nouveau support. À cet égard, les inspecteurs ont constaté que la sonde est positionnée à proximité de la paroi de la piscine. Or le fabricant du capteur recommande l'installation d'un puits tranquillisant si des obstacles sont présents dans un volume cylindrique de 300 mm de rayon minimum autour de la sonde monocâble.

Les inspecteurs ont réalisé des vérifications documentaires avant de se rendre sur le terrain. En ressortent les demandes de compléments suivantes :

- le PA CSTA 585575 concernant le convertisseur déporté consulté était à l'état « APPROUVE ».

Demande II.7

Transmettre le PA CSTA 585575 à l'état « SOLD O » incluant les éléments de la clôture de fiche de non-conformité à la suite du retour du fabricant du matériel.

- La visualisation du capteur analogique in situ pose question quant aux respects des préconisations du constructeur concernant l'éloignement minimal du capteur de tout matériel ou de perturbation pour permettre le bon fonctionnement de celui-ci. Ils notent en particulier :
 - o la présence d'une tuyauterie d'évent et d'un support à proximité immédiate de la sonde dont la distance étaient difficilement appréciable ;
 - o la portée de jet d'eau sortant de la tuyauterie de refoulement du circuit PTR-bis utilisée pour réaliser l'appoint dans les situations accidentelles susmentionnées. D'après la notice du fabricant du capteur, la mesure de niveau effectuée par le capteur n'est pas correcte si l'arrivée d'eau entre en contact avec la sonde. Il s'agit de la même situation que celle constatée au niveau du réacteur 1 du CNPE de Tricastin lors de l'inspection INSSN-LYO-2023-0569. La réponse fournie à cette occasion n'a pas été jugée satisfaisante et des échanges se poursuivent entre DIPDE et les services centraux de l'ASNR.

Demande II.8

Transmettre un argumentaire, mode de preuve à l'appui, permettant de justifier de la conformité de l'installation du capteur de niveau de la piscine BK au regard des spécifications et recommandations formulées par le fabricant. Dans la négative, présenter les modifications nécessaires pour résorber l'écart.

Formation

L'article 2.5.5 de l'arrêté INB [3] précise : « *Les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation sont réalisés par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires. A cet effet, l'exploitant prend les dispositions utiles en matière de formation afin de maintenir ces compétences et qualifications pour son personnel et, en tant que de besoin, les développer, et s'assure que les intervenants extérieurs prennent des dispositions analogues pour leurs personnels accomplissant des opérations susmentionnées* ».

En application de l'article 1.2.7 de la décision [6], la définition des actions à mettre en œuvre en matière de formation des intervenants concernés par la modification et, le cas échéant, d'évolutions des simulateurs de conduite ou des procédés d'installation ainsi que le contrôle de la formation effective des personnes ayant à connaître la modification notable sont des exigences définies.

Certaines modifications nécessitent le déploiement de formations pour maintenir les compétences et qualifications du personnel. Les inspecteurs ont vérifié, par sondage, que les principes de formation énoncés dans les notes d'analyse du cadre réglementaire (NACR), fournies à l'ASNR pour les modifications notables en application de la décision [6], étaient prévues et mises en œuvre. Ils relèvent les éléments suivants :

- aussi bien ECG que le service de formation n'étaient en mesure de répondre :
 - o pour la PNPE1338A relative à la prévention d'entrée d'air dans TEG¹⁰ nécessitant la modification du programme de formation des agents de terrain sur les protections des systèmes TEP¹¹ et TEG ;
 - o pour la PNPP1926E relative au doublement des détecteurs d'hydrogène nécessitant l'évolution des supports de formation ;
 - o pour la PNPP1442B relative à la fiabilisation des chaînes KRT¹² nécessitant une journée d'information à l'issue de la mise en service et une session d'une semaine dispensée par le constructeur. Il a été indiqué à la suite de l'inspection qu'une session d'information de quelques heures était prévue le 18 juin. Ce qui ne répond que partiellement à l'attendu ;
- des doutes sont émis quant à la capacité du service formation à pouvoir réaliser, avant le rechargement du réacteur 1, la formation de l'ensemble des personnels de conduite à l'utilisation du nouveau pupitre installé par la modification PNPP1824 ajoutant un lecteur analogique de niveau de la piscine BK. Il a été indiqué que, dans ce cas, la formation serait replanifiée et réalisée dans le cadre des formations prévues pour les équipes du réacteur 3. Ce qui n'est pas acceptable ;
- pour la modification PNPP1189A relative à l'ajout d'un dispositif de prélèvement du fluide primaire en aval de l'échangeur CEPP¹³, il a été indiqué que le métier en charge de l'exploitation du matériel n'était pas encore acté (PCE¹⁴ ou conduite). La présentation de cette modification est abordée dans la formation générale lot B dispensée à la conduite par le module APPRNV4BT0 et ECG a indiqué que pour les premiers gestes lors de la procédure d'essai élémentaire seraient réalisés en présence de PCE. La NACR prévoit la mise en place d'une formation à l'utilisation du matériel et des gestes nouveaux pour réduire l'exposition des intervenants et éviter le risque de débordement lors du prélèvement. Ainsi, celle-ci prévoit qu'« *A des fins de formation du personnel, il est prévu d'approvisionner un dispositif de prélèvement supplémentaire par site. Cela s'avère d'autant plus important que le dispositif ne sera utilisé qu'une fois à chaque arrêt : des sessions ciblées, et au plus près de la sollicitation, seront organisées sur les CNPE afin de permettre aux intervenants de travailler les gestes à réaliser, en amont de l'intervention sur tranche.* ». Il convient d'apporter des compléments sur les différents points relevés.

Demande II.9

Justifier du respect de l'article 2.5.5 de l'arrêté [3] et de l'article 1.2.7 de la décision [6] pour chacun des points susmentionnés.

Impact documentaire

La gestion des modifications notables constitue une activité importante pour la protection dont l'une des exigences définies, conformément au point 10 de l'article 1.2.7 de la décision [6], est la préparation des modifications documentaires rendues nécessaires par la mise en œuvre de la modification notable.

¹⁰ TEG : système de traitement des effluents gazeux

¹¹ TEP : système de traitement des effluents primaires

¹² KRT : système de mesure de la radioactivité

¹³ CEPP : circuit d'étanchéité des pompes primaires

¹⁴ PCE : Performance Chimie Environnement

Le service MSI¹⁵ a pour mission d'évaluer l'impact documentaire de ces dernières sur le référentiel d'exploitation et de maintenance du CNPE. Il s'assure également de la bonne intégration documentaire des modifications.

Pour cela, votre organisation trace l'état d'avancement documentaire à travers les plans d'action « DOCN » qui couvrent l'impact documentaire d'exploitation à échelon national (RGE, PBMP, référentiels réglementaire et managérial ...). Le suivi et la vérification par vos services de ces PA DOCN n'appellent pas de remarque de la part des inspecteurs. En effet la boucle de vérification est bien assurée par le service d'intégration documentaire. Seule la justification de la préparation de la modification de la règle d'essais du système STE¹⁶ en application de la modification PNPP1722C n'a pu être présentée au cours de l'inspection.

Demande II.10

Transmettre les éléments permettant de justifier de la préparation de la modification de la règle d'essais du système STE à la suite de la modification PNPP1722C.

Pour l'impact documentaire local, le suivi est assuré au travers des PA EQT (équipement), que ce soit en exploitation (fiches d'alarmes, consignes, systèmes) ou en maintenance (pièces de rechange, plans isométriques, prescriptif local de maintenance...), qui reste de la responsabilité du métier propriétaire du matériel selon votre organisation actuelle. Concernant la PNPP1949 ajoutant une protection incendie au niveau des pompes PTR, un PA EQT 553170 existe à destination d'ECG pour la création d'un repère fonctionnel de l'écran de protection.

L'écran étant constitué de plusieurs panneaux et de joints, leurs dégradations pourraient remettre en cause sa capacité à tenir à l'incendie. Les inspecteurs ont demandé si un programme de maintenance était prévu pour cet écran. Les échanges ont montré que le service en charge de l'écran n'était pas encore validé (MTE¹⁷ ou LNU¹⁸). Les inspecteurs attirent votre attention sur la nécessité de ne pas mettre en exploitation un matériel dit orphelin. Si des compléments ont été fournis quant à la montée d'indice des gammes de maintenance des pompes PTR pour la prise en compte de la dépose/repose des écrans, aucun élément n'a été fourni concernant la maintenance de l'écran lui-même.

Demande II.11

Indiquer le service responsable de l'écran de protection. Etudier la nécessité de mettre en place un programme de maintenance de l'écran de protection. Vous me ferez part de vos conclusions argumentées.

Indiçage de modification

À la suite du déploiement de la modification PNPE1189A, il a été évalué la nécessité de mettre en place une plateforme d'accès à la vanne 1RCV 648 VP située en hauteur afin de permettre sa manœuvre en exploitation. Il a été précisé qu'un indiçage du tome de la modification était à réaliser.

Demande II.12

Confirmer la montée d'indice du tome de la modification PNPE1189A.

¹⁵ MSI : Méthodes et Systèmes d'Information

¹⁶ STE : traçage électrique

¹⁷ MTE : machines tournantes électriques

¹⁸ LNU : logistique nucléaire

Instruction en cours d'une déprogrammation de la modification PNPE1302 relative à la soustraction des charges calorifiques par enrubannage des câbles

La PNPE1302, bien que non notable au sens de la décision [6], constitue les mesures déployées par le site pour répondre à la prescription technique AGR-D-II de la décision [4] dont l'échéance est fixée pour le réacteur 1 au 14 septembre 2027.

Les inspecteurs ont échangé sur la FNC 193_14_24 mentionnant une infaisabilité technique au niveau de certains locaux. Il a été indiqué qu'il s'agissait d'une infaisabilité technique liée à l'ambiance dosimétrique élevée des locaux et qu'une fiche était en cours de rédaction par la DESA pour la déprogrammation de cette modification.

Demande II.13

Transmettre la fiche DESA se positionnant sur la déprogrammation de la PNPE1302.

Autres constats terrain

- Risque d'endommagement de la tuyauterie au refoulement de la pompe EAS

Les inspecteurs ont constaté dans le local 1K011 qu'une goupille de support variable permettant le blocage du support en maintenance et devant être retirée en exploitation était accrochée à une chaîne sur le support. Celle-ci vient en contact avec la tuyauterie située au refoulement de la pompe EAS en voie B. Les inspecteurs considèrent que sa dimension et son poids sont de nature à endommager la tuyauterie EAS.

- Entreposage non conforme

Les inspecteurs ont constaté un entreposage non conforme à sa fiche d'entreposage au niveau du local NA218.

Demande II.14

Indiquer les dispositions prises à la suite de ces constats.

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

Complétude du DPA [8]

Le contrôle par sondage du DPA [8] a montré que la PNPP1289 relative à la source d'eau ultime n'était pas évoqué. Cet oubli vient alimenter le constat réalisé lors de l'INSSN-LIL-2024-0417 concernant la fiabilité des informations présentes au DPA [8].

Constat d'écart III.1

Etendre la demande II.17 de l'INSSN-LIL-2025-0417 aux modifications matérielles listées dans le DPA [8].

Éléments devant faire l'objet d'une présentation spécifique en début d'arrêt

Les activités réalisables réacteur en fonctionnement des modifications matérielles PNPP1258 tome A, D et C (mise en place du dispositif ASG¹⁹ ND), PNPE1336 (remplacement de la mesure de niveau du réservoir PTR²⁰) et PNPE1285 (robustesse au séisme ND des chemins de câbles) sont identifiées, au moment de l'inspection, comme à risque de livraison tardive.

Par ailleurs, il est d'ores et déjà identifié un retard de livraison pour le réservoir APU²¹ à mettre en place dans le cadre de la modification PNPE1289 (source d'eau brute généralisée, SEG). Or la valorisation de SEG est attendue au plus tard avant le rechargement du réacteur.

Constat d'écart III.2

Prévoir en début d'arrêt de réacteur, un point sur ces sujets présentant les problématiques ainsi que leur impact sur l'organisation du projet d'arrêt concernant les activités à risque de livraison tardive et sur la valorisation de SEG ainsi que le plan d'action associé.

Observation III.3

Repli de chantier de la modification PNPP1907N

Les inspecteurs notent le traitement réactif des écarts d'entreposage et de mauvais repli de chantier constatés dans le local de la PNPP1907N par la transmission des tops dépose logistique au service LNU le 13 juin et l'engagement d'évacuation du fût qui servait de rétention tampon pour la vidange de la ligne PTR-bis après la dépose des échafaudages.

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois, à l'exception des demandes II.1 et III.1 pour lesquelles l'échéance est fixée à l'envoi du DPA indicé et de la demande III.2 pour laquelle le délai est fixé au début de l'arrêt du réacteur, 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. 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

¹⁹ ASG : système d'alimentation auxiliaire de secours des générateurs de vapeur

²⁰ Le réservoir PTR est destiné à remplir la piscine du réacteur lors du déchargement ou du rechargement du combustible, et à assurer notamment le refroidissement du cœur du réacteur dans certaines situations accidentelles en alimentant en eau borée les systèmes de sauvegarde d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion de l'enceinte (EAS)

²¹ Appoint d'eau ultime