

A Caen, le 17 février 2020

N/Réf. : CODEP-CAE-2020-013883

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Flamanville
BP 4
50 340 LES PIEUX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
Flamanville : INB 108 et 109
Inspection n° INSSN-CAE-2020-0210 du 30 janvier 2020
Systèmes de sauvegarde

Réf. : [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] Courrier du 24 mai 2018 référencé D455018003820 relatif à la mise en œuvre des bilans de fonction
[4] Recueil local – Campagne 2018 référencé D454117017026 du 14 novembre 2017
[5] Mode Opérateur référencé D5330-11-1451 indice 4 du 04 janvier 2019 relatif à l'organisation pour la mise en place de l'intégration des référentiels par campagne
[6] Fiche de position du 13 août 2018 relative à la "Mise en place d'une Entretoise Interdisant la Translation du volant des Robinets motorisés Électriques « EITRE » et à la sensibilisation des CNPE aux risques de non-débrayage des robinets motorisés électriques équipés de servomoteurs DR5/10" référencée D455018004255

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence, une inspection annoncée a eu lieu le 30 janvier 2020 au CNPE de Flamanville sur le thème des systèmes de sauvegarde.

J'ai l'honneur de vous communiquer, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 30 janvier 2020 a concerné les systèmes de sauvegarde et plus particulièrement, les systèmes d'injection de sécurité (RIS) et d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG).

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour la réalisation des bilans de fonction et plus particulièrement du bilan de la fonction de sauvegarde du réacteur. Ils se sont également intéressés à l'organisation mise en place pour décliner les programmes de maintenance. Les inspecteurs ont examiné par sondage différents dossiers de réalisation de travaux relatifs à la maintenance préventive sur les systèmes RIS et ASG ainsi que des gammes d'essais périodiques. Enfin, ils se sont rendus sur les installations du réacteur n°1 afin d'examiner l'état des systèmes RIS, ASG et EAS (système d'aspersion de l'enceinte de confinement).

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour garantir la maintenance et la disponibilité des systèmes de sauvegarde apparaît satisfaisante. En particulier, les inspecteurs ont noté une certaine rigueur dans la réalisation de la maintenance et des essais périodiques sur ces systèmes permettant ainsi de garantir leur disponibilité. Toutefois, les inspecteurs relèvent une mise en place des bilans de fonction, et notamment du bilan de la fonction de sauvegarde, lacunaire et tardive. Ils considèrent également la détection, la caractérisation et le traitement des constats et des écarts insuffisants. Les actions prioritaires de plan d'actions mis en place sur le périmètre des systèmes de sauvegarde tardent également à être mises en œuvre, notamment sur le thème de l'inétanchéité des systèmes RIS et EAS.

L'ASN ayant placé le CNPE de Flamanville 1 et 2 en surveillance renforcée depuis le 11 septembre 2019, nous vous demandons d'inscrire toutes les actions que vous jugerez nécessaires en réponse à cette lettre de suites en cohérence avec le plan de management de la sûreté que vous vous êtes engagé à mettre en œuvre en 2019 et 2020.

A Demands d'actions correctives

A.1 Déploiement et contenu des bilans de fonction

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.* [...] »

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

— *d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ; [...] »*

— *de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise. »*

La déclinaison du processus dit « AP913 » pour l'amélioration continue de la fiabilité des équipements et des systèmes a permis la mise en place de bilans de santé des systèmes. Par courrier du 24 mai 2018 en référence [3], votre direction de la production nucléaire (DPN) a décidé la mise en œuvre des bilans de fonction venant en remplacement des bilans de santé des systèmes et permettant de renforcer la vision prospective et anticipatrice de ceux-ci tout en intégrant une collaboration des services d'ingénierie avec ceux de la conduite et de la maintenance. L'élaboration de ces bilans contribue donc à l'identification des écarts pouvant affecter l'installation et à l'alimentation des indicateurs d'efficacité et de performance de la fonction considérée.

Dans le courrier du 24 mai 2018, sont notamment indiqués les délais de mise en œuvre de ces bilans de fonction, en l'occurrence le premier semestre 2019 pour le bilan concernant la fonction de sauvegarde mais également le périmètre de chacune des fonctions ainsi que le contenu des bilans.

Les inspecteurs ont relevé que pour la mise en place des bilans de fonctions, votre CNPE n'a pas suivi le calendrier proposé par la DPN et n'a pas suivi les recommandations de celle-ci.

En effet, les différents bilans de fonction auraient dû être réalisés sur l'année 2019, ce qui n'est pas le cas sur votre CNPE puisque, entre autres, le bilan concernant la génération de vapeur n'a toujours pas été réalisé. De plus, vous avez pris le parti de ne pas rattacher le système ASG au bilan de la fonction

sauvegarde comme le préconise la DPN mais au bilan de la fonction des générateurs de vapeur. Ceci est d'autant plus dommageable que le dernier bilan de santé du système ASG remonte à l'année 2017 et n'a donc pas fait l'objet d'une revue intégrale depuis trois ans alors même que l'objectif affiché est de réaliser un bilan de fonction chaque année.

A.1.1. : Je vous demande de vous conformer aux demandes de la DPN concernant la mise en œuvre des bilans de fonction et, le cas échéant, de justifier les différences de choix que vous réaliserez pour leur déploiement, que ce soit en termes de périodicité et/ou de périmètre.

Les inspecteurs ont examiné le premier bilan de fonction réalisé sur la fonction de sauvegarde sur la période 2018/2019. Outre le fait de ne pas avoir intégré le système ASG à celui-ci, les inspecteurs ont noté que les visites des systèmes avaient été réalisées partiellement, en l'occurrence uniquement sur les systèmes RIS et EAS du réacteur numéro 1. Les systèmes complémentaires appartenant à la fonction de sauvegarde, à savoir DVS, DVH et DVG¹, n'avaient pas fait l'objet de visite terrain et d'avis de l'ingénieur système. De plus, les inspecteurs n'ont pas retrouvé, dans le bilan de la fonction de sauvegarde, les avis des services de conduite et de maintenance qui sont pourtant un des points d'amélioration attendus de la mise en place des bilans de fonction par rapport au bilan de santé, comme indiqué dans le courrier du 24 mai 2018.

A.1.2. : Je vous demande, dans le cadre de l'élaboration de vos bilans de fonction, de réaliser des visites exhaustives sur les systèmes concernés par le dit bilan.

A.1.3 : Je vous demande de suivre les consignes de la DPN pour l'élaboration et le contenu de votre bilan de fonction et ainsi produire des avis de vos services conduite et maintenance sur le fonctionnement et la fiabilité des systèmes de la fonction.

Lors de l'examen du bilan de la fonction de sauvegarde réalisé sur l'année 2018-2019, les inspecteurs ont également noté que certains points d'analyse, demandé par le DPN, n'étaient pas présents. En effet, votre bilan ne traitait pas de la disponibilité des pièces de rechange dans le cadre de la maîtrise du vieillissement de votre installation ou bien encore dans le cadre des travaux dimensionnant à venir. La disponibilité des pièces de rechange concourant pourtant à la maîtrise de la conformité de votre installation dans le temps.

A.1.4 : Je vous demande de vous conformer aux consignes de la DPN pour l'élaboration et le contenu de votre bilan de fonction et ainsi traiter des différents aspects impactant votre installation dans le cadre de la maîtrise du vieillissement et des travaux dimensionnant à venir, y compris la disponibilité des pièces de rechange.

A.2 Caractérisation et traçabilité des constats réalisés lors des visites terrains

L'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2] dispose que : « 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.*

Cependant, pour les écarts dont l'importance mineure pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement est avérée, le traitement peut se limiter à la définition et à la mise en œuvre d'actions curatives.

II. — L'exploitant tient à jour la liste des écarts et l'état d'avancement de leur traitement.

III. — Le traitement d'un écart constitue une activité importante pour la protection. »

¹ DVS, DVH et DVG : systèmes de ventilation respectivement en charge de la ventilation des locaux mécaniques du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde, des locaux des pompes de charge et des locaux du système ASG.

Les inspecteurs ont examiné le bilan de la fonction de sauvegarde des années 2018-2019 et plus particulièrement le résultat des visites terrains réalisées sur les systèmes RIS et EAS du réacteur numéro 1. Le document consulté faisait apparaître un certain nombre de constats documentés par une photo, une description de l'anomalie relevée et éventuellement une proposition de traitement.

Par sondage, les inspecteurs ont demandé à vos représentants de consulter la traçabilité de la gestion des écarts concernant les non-conformités électriques des câbles et chemins de câbles des capteurs 1RIS025MD et 1EAS048MT présentés dans le bilan.

Vos représentants ont indiqué qu'aucun constat n'avait été ouvert dans la base informatique prévue à cet effet afin de suivre la caractérisation et le traitement de ces deux constats.

Je vous demande de veiller à ce que les écarts potentiels constatés sur votre installation, quel que soit le vecteur de détection (rondes, visites terrains, dans le cadre de l'élaboration d'un bilan de fonction ou non), fassent l'objet d'une caractérisation, d'un traitement et d'une historisation conformément aux exigences des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté en référence [2]. Vous veillerez donc à ce que les constats faits lors des visites terrains pour l'élaboration des bilans de fonction respectent ces règles.

A.3 Respect des prescriptifs de maintenance et gestion des dérogations

Les inspecteurs ont examiné le référentiel de maintenance applicable sur le réacteur numéro 1 à travers le recueil local pour la campagne 2018 en référence [4]. Celui-ci faisait apparaître une dérogation au programme de base de maintenance préventive PB-1300-AM450-13 indice 0 concernant le contrôle des ancrages des capacités IPS au génie civil. Cette dérogation, concernant la bache référencée ASG092BA, permet de se soustraire au contrôle visuel des ancrages des matériels ancrés par des chevilles. La dérogation étant justifiée par l'absence de ces ancrages par cheville au génie-civil pour cet équipement. Cette dérogation a été acceptée par vos services centraux sous réserve de la mise en œuvre d'une vérification du bon ancrage au génie civil des matériels mécaniquement liés à la bache référencée ASG092BA.

Les inspecteurs se sont rendus sur les installations afin de vérifier la configuration de l'installation. La bache 1ASG092BA n'était effectivement pas ancrée dans le génie civil mais liée mécaniquement à une structure métallique, elle-même ancrée dans le génie civil. Les inspecteurs se sont interrogés sur les contrôles réalisés sur les ancrages de cette structure dans le génie civil. Vos représentants ont indiqué ne pas avoir connaissance de contrôles spécifiques sur ces ancrages.

Je vous demande de vérifier les ancrages dans le génie civil des équipements liés aux bâches référencées ASG092BA des deux réacteurs, à savoir la charpente métallique, conformément aux dispositions complémentaires prévues par la dérogation au PBMP PB-1300-AM450-13 applicable pour ces bâches.

Vous voudrez bien vous positionner quant à la périodicité des contrôles devant être réalisés sur les ancrages de la charpente métallique supportant la bache.

A.4 Etat des installations : Ecart ponctuels

L'article 2.6.1 de l'arrêté en référence [2] dispose que : *« L'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées. Il prend toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais. »*

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont examiné l'état des installations et outre les écarts que vous aviez déjà identifiés, ils ont relevé un certain nombre de situation devant faire l'objet d'une caractérisation et si nécessaire d'un traitement.

Les inspecteurs ont relevé de nombreux chemins de câbles détériorés ou absents sur les équipements suivants :

- Dans le local 1KA0520, des chemins de câbles étaient absents et de nombreux câbles alimentant le poste de dégazage ASG de la voie A n'étaient pas supportés ou l'étaient partiellement par des sangles. De plus, ces câbles traversaient une trémie qui était détériorée ;
- Dans le local 1LB0351, le chemin de câbles d'un capteur de température de la pompe 1RIS052MO était détérioré ;
- Dans le local 1LB0464 où se trouve la pompe 1EAS052MO, un chemin de câble était absent et remplacé par des colliers de serrage en plastique fixé au génie civil.

Les inspecteurs ont relevé que certains supportages n'étaient pas conformes :

- Dans les locaux 1LB0560 et 1LB0568, le supportage d'une ligne PTR était réalisé par une cale métallique non fixée au génie-civil ;
- Dans ces mêmes locaux, le collier de maintien d'une ligne EAS était trop grand ne permettant ainsi pas un maintien adéquat de la ligne ;
- Dans le local 1KA0733, un support de la ligne d'évent de l'échangeur 1PTR031/032RF était manquant ;
- Dans ce même local, les inspecteurs ont également relevé des traces d'écoulement de couleur rouille sur le sol. Les supports de l'échangeur 1PTR031/032RF étaient corrodés.

Dans le local 1LB0464 où se trouve la pompe 1EAS052MO, les inspecteurs ont noté qu'un trou était présent dans la gaine de ventilation du système DVS.

Dans le local 1LB0359 où se trouve la pompe 1RIS032PO, les inspecteurs ont noté que la tuyauterie de refoulement de la pompe comportait des assemblages boulonnés qui ne semblaient pas conformes aux règles de l'art. En effet, les vis ne dépassaient pas de quelques filets des écrous. Par ailleurs, les inspecteurs se sont interrogés sur des hétérogénéités de freinage de boulonnerie de bride à proximité des pompes : pour certaines brides, des dispositifs de freinage sont présents uniquement côté écrou alors que pour d'autres ces dispositifs sont présents côté écrou et côté vis. Sur ce dernier point, vos représentants ont indiqué que l'exigence de freinage était documentée dans les plans et que l'état actuel des matériels était conforme aux plans.

A l'entrée de la zone contrôlée du réacteur numéro 1, les inspecteurs ont noté qu'une tuyauterie transportant, a priori, les eaux pluviales était corrodée et fuyarde à de multiples endroits. Ces fuites étaient collectées partiellement dans des fûts qui n'étaient pas correctement identifiés. De l'eau était également présente au sol en provenance de cette même tuyauterie. Outre le fait de créer des effluents devant être traités comme des déchets radioactifs, cette fuite à proximité directe des portiques de contrôle de sortie de zone contrôlée ne permettait pas de garder le local au standard MEEI (Maintien d'un Etat Exemplaire des Installations).

Dans le local 1LB466, les inspecteurs ont noté qu'une bride du système JPD, repérée 1JPD344VE était fortement corrodée avec un risque de fuite et d'inondation interne à proximité de matériels des systèmes de sauvegarde. Cet écart était identifié depuis le 29 septembre 2017 sans qu'aucune remise en conformité n'ait été réalisée.

Je vous demande de caractériser les constats relevés ci-dessus et si nécessaire de réaliser un traitement d'écart approprié. Vous voudrez bien me fournir un bilan des caractérisations et des traitements réalisés sur chacun de ces constats.

Je vous demande de prendre les mesures nécessaires pour que ces types de constat soient détectés et tracés.

B Compléments d'information

B.1 Détection, caractérisation et traitement des constats d'inétanchéité du système RIS

Les inspecteurs ont examiné le plan d'actions présent dans votre bilan de la fonction de sauvegarde 2018/2019. Ils ont relevé que parmi les actions à fort enjeu de sûreté était présent une action concernant l'intégrité du système RIS et EAS. En effet, comme suite aux nombreuses traces de bore détectées lors de la visite du réacteur n°1 sur ces systèmes, il a été décidé de réaliser une visite sur le réacteur n°2 sur le thème de l'inétanchéité. Cette visite avait pour échéance le premier trimestre 2020 dans votre plan d'action. Les inspecteurs ont noté que celle-ci n'était pas encore réalisée et n'était pas encore programmée. Sur cette même thématique est prévue la création d'une matrice de traitement et d'aide au diagnostic des traces de bore observées à l'échéance de fin d'année 2020. Les inspecteurs ont alerté vos représentants sur le fait qu'une partie du système RIS avait un rôle de barrière de confinement pendant la phase de recirculation après un accident de perte de réfrigérant primaire (pour les lignes extérieures au bâtiment réacteur et pour les lignes participants à cette phase de recirculation). A ce titre, cette partie du système doit être étanche puisqu'elle est valorisée comme barrière de confinement. Etant donné les inétanchéités du système détectées à ce jour, constatées également le jour de cette inspection sur le réacteur n°1, et en l'absence de bilan sur le réacteur n°2, et compte tenu que les deux réacteurs sont à l'arrêt, il est nécessaire de caractériser tous les écarts pouvant conduire au non-respect de l'étanchéité du système RIS valorisé en confinement. Les délais annoncés dans votre plan d'action semblent incompatibles avec la caractérisation et le traitement de ces éventuels écarts avant le redémarrage des réacteurs.

Je vous demande de m'indiquer quand sera réalisée la visite sur le thème de l'inétanchéité des systèmes RIS et EAS sur le réacteur n°2.

Je vous demande de m'envoyer le bilan des caractérisations des constats d'inétanchéité du système RIS sur les réacteurs n°1 et n°2 avec leurs redémarrages. Si des écarts nécessitent un traitement, vous voudrez bien inclure ces traitements dans le bilan demandé.

B.2 Intégration des référentiels de maintenance par campagne, impact des décalages d'arrêts de réacteur

Les inspecteurs se sont intéressés à l'organisation mise en place sur votre CNPE pour l'intégration des nouveaux référentiels de maintenance. Ils ont noté que cette organisation était essentiellement basée sur une intégration par campagne (regroupement des deux arrêts d'un même cycle). De plus, votre mode opératoire du 04 janvier 2019 relatif à l'organisation pour la mise en place de l'intégration des référentiels par campagne en référence [5] indique que la prise en compte des référentiels pour une campagne s'arrête dix mois avant la date du premier arrêt de la campagne. Ainsi pour la prochaine campagne N°24, dont le premier arrêt était prévu au 04/04/2020, la date prise en compte pour l'arrêt de prise en compte des référentiels pour intégration est le 14/06/2019.

Les inspecteurs, au vu des décalages prévisibles des dates des prochains arrêts, ont interrogé vos représentants pour connaître la position du CNPE quant à la modification de ces dates d'arrêt de prise en compte des référentiels. Vos représentants ont indiqué que des études avaient été demandées pour connaître les référentiels pouvant être impactés par le décalage de ces dates mais que leur résultat n'était pas intégralement connu. De plus, le CNPE n'avait pas statué sur la stratégie à adopter vis-à-vis de la révision de ce jalonnement par campagne impacté par le décalage des arrêts.

Je vous demande de me communiquer la stratégie adoptée par le CNPE pour la prise en compte des modifications ou nouveaux référentiels apparus entre la date initialement arrêtée pour la prise en compte des référentiels et la nouvelle date corrigée en relation avec le décalage des arrêts de réacteur.

Vous voudrez bien me communiquer les nouvelles dates arrêtées pour la prise en compte des prescriptifs des prochaines campagnes.

B.3 Refus de manœuvre des servomoteurs BERNARD DR5/10

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont noté sur le terrain que plusieurs servomoteurs DR5/10 équipant le réacteur numéro 1 n'étaient pas pourvus d'une Entretoise Interdisant la Translation du volant des Robinets motorisés Électriques « EITRE » comme demandé dans la fiche de position de vos services centraux du 13 août 2018 en référence [6]. Ces entretoises ont été mises en place sur le réacteur numéro 2 lors de l'arrêt 2D2319. Elles permettent de se prémunir d'un embrayage inopiné du volant de commande manuelle conduisant par la suite à un refus de manœuvre électrique. Vos représentants ont indiqué que cette fiche de position, datant du 13 août 2018, était arrivée trop tard pour une prise en compte sur l'arrêt 1D2318 débutant en avril 2018.

Je vous demande de vous positionner quant à la possibilité de réaliser la pose de ces entretoises au plus tôt. Ces activités devront être réalisées au plus tard lors du prochain arrêt du réacteur numéro 1.

C Observations

C.1 Retour d'expérience sur les essais périodiques non conforme

Les inspecteurs ont examiné un essai périodique déclaré non satisfaisant sur la pompe 1RIS052PO. Cet essai périodique a été suivi par une requalification de la pompe afin de la rendre à nouveau disponible. Vos représentants ont indiqué que l'essai périodique avait été déclaré non satisfaisant à cause de l'atteinte du seuil minimum 2 sur la bache PTR011BA et que les opérateurs avaient dû interrompre l'essai. L'essai périodique prévoit pourtant, en préalable, que le niveau de la bache PTR011BA doit être suffisant pour être supérieur au seuil minimum 2 à la fin de l'essai. Les inspecteurs jugent que la formulation de ce préalable dans la gamme opératoire de l'essai périodique n'est pas assez précise et trouvent regrettable que le retour d'expérience ne soit pas tiré de cet essai déclaré non satisfaisant.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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 et conformément à l'article R.596-5 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN (www.asn.fr).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

L'adjoint au chef de division,

Signé

Vincent FERT