

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2025-026484

Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Belleville-sur-Loire
BP 11
18240 LERE

Orléans, le 18 avril 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Belleville-sur-Loire - INB n° 127 et 128
Lettre de suite de l'inspection du 1er avril 2025 sur le thème de « systèmes auxiliaires »
N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2025-0766 du 1er avril 2025

Références :

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
- [2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
- [3] Fiche d'amendement système SEC palier P4 et P'4 FA01 au PBMP OMF PB 1300-SEC-01 indice 1
- [4] Règles générales d'exploitation chapitre IX programme des essais périodiques des matériels liés à la sûreté - D5370MO10431-2
- [5] Principes d'exploitation et de maintenance des débitmètres à ultrasons de type 1010DN, installés sur les circuits SEC - référence ETDOFC050175

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 1^{er} avril 2025 dans le CNPE de Belleville-sur-Loire sur le thème « systèmes auxiliaires ».

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

Synthèse de l'inspection

L'inspection en objet concernait le thème « systèmes auxiliaires », en particulier les systèmes SEC « Système d'eau brute secourue », SFI « Système de filtration de l'eau brute », PTR « Traitement et refroidissement d'eau des piscines », REA « appoint eau et bore du réacteur » et RRI « Réfrigération intermédiaire du réacteur ». Les inspecteurs ont effectué un examen par sondage des bilans de fonctions de l'année 2024 des systèmes auxiliaires des réacteurs 1 et 2, des gammes de maintenance des pompes SEC, des demandes de travaux « DT », de plans d'action constat « PA/CSTA » et d'essais périodiques « EP » sur ces systèmes. Ils ont également vérifié, lors d'une visite des installations, l'état de divers équipements tels que des pompes, des tuyauteries, des filtres à chaînes, des traversés électriques et l'état global de certains locaux abritant les systèmes de la source froide.

Au vu de cet examen par sondage, il ressort que les bilans de fonctions « systèmes auxiliaires » contrôlés ne mettent pas en évidence de défaut notable et que les constats issus de ces bilans font l'objet d'un suivi approprié de la part de l'exploitant. Par ailleurs, L'ensemble des PA/CSTA et des DT contrôlés s'est révélé conforme. Concernant l'examen de certains EP identifiés non satisfaisant ou satisfaisant avec réserve, les inspecteurs considèrent que la disponibilité d'un capteur de débit du circuit SEC doit être justifiée.

Enfin, les contrôles effectués sur des gammes de maintenance associées aux visites complètes de certaines pompes SEC ont révélé que des points d'érosion avaient été identifiés sur ces équipements. L'exploitant a proposé leur maintien en l'état sans être en mesure de présenter une justification motivant cette décision. En outre, les inspecteurs ont également constaté un défaut d'archivage documentaire des contrôles réalisés sur deux pompes SEC.

La vérification sur le terrain de l'état des équipements et des locaux de la source froide a révélé le bon état général des matériels et de ces locaux. Cependant, une anomalie a été constatée par les inspecteurs sur des capteurs installés sur la conduite d'arrosage du presse-étoupe d'une pompe SEC .

Enfin, les inspecteurs ont également réalisé une vérification par sondage de la remise en conformité de traversées électriques des locaux SEC et SFI et n'ont pas relevé d'anomalie.

Au vu de ces examens, L'ASNR considère que la gestion de l'exploitant de la thématique « systèmes auxiliaires » reste satisfaisante, les constats relevés ne remettant pas en cause la disponibilité des matériels.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

80

II. AUTRES DEMANDES

Maintenance, archivage et traçabilité des pompes 1 SEC 002 et 003 PO.

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] impose que *I. — L'exploitant identifie les éléments importants pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.*

II. — 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 déclassé de l'installation nucléaire de base.

De plus, l'article 2.5.6 de ce même arrêté dispose que : « Les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée.

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont notamment demandé à avoir accès aux documents suivants :

- rapport de fin d'intervention de la visite complète de la pompe 1 SEC 002 PO réalisée en 2007,
- rapport de fin d'intervention de la visite complète de la pompe 1 SEC 003 PO réalisée en 2007.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter les documents demandés. Par ailleurs, ils ont déclaré aux inspecteurs que les dossiers des visites complètes datant de 2007 n'avaient pas pu être retrouvés, mais que les comptes-rendus de cette maintenance étaient disponibles sur les anciennes bases informatiques et ne signalaient pas d'aléa. Toutefois, au-delà du compte-rendu, les gammes de maintenance de visite complète des pompes permettent de vérifier, le respect de leurs exigences définies et la pérennité de leur qualification.

Demande II.1 : informer l'ASNR des dates des prochaines visites complètes des deux pompes 1 SEC 002 et 003 PO et justifier qu'aucun écart susceptible de remettre en cause la pérennité de l'équipement n'a été observé sur ces deux pompes depuis 2007. Transmettre les deux comptes-rendus de visite complète de 2007 enregistrés dans vos anciennes bases de données informatiques.

Érosion du fond de corps et de la bague d'équilibrage de la pompe 2 SEC 002 PO.

L'article 2.6.3 de l'arrêté [2] impose 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.

IV. — Lorsque l'écart ou sa persistance constitue un manquement mentionné au troisième alinéa de l'article 2.6.2, l'exploitant prend sans délai toute disposition pour rétablir une situation conforme à ces exigences, décisions ou prescriptions. Sans préjudice des dispositions de l'article 2.6.4, lorsque l'exploitant considère qu'il ne peut rétablir une situation conforme dans des délais brefs, il en informe l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les inspecteurs ont constaté que des traces d'érosion avaient été identifiées par EDF lors de la visite complète de la pompe 2 SEC 002 PO réalisée en 2008. La gamme d'intervention associée, issue de l'ordre d'intervention OI N0266932, relève la présence de plusieurs points d'érosions :

- deux points d'érosion sur le fond de corps de la pompe d'environ 18 mm de profondeur et 20 mm de largeur,
- un point d'érosion sous la bague d'équilibrage, en radiale, de 15 mm de profondeur et 24 mm de largeur.

Le rapport de visite complète conclut que « *les deux points d'érosions ont été laissés en l'état, vu avec prépa PM* ». Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter aux inspecteurs la justification de cette décision de maintien en l'état.

Par ailleurs, le document [3] prescrit qu'une visite complète de la pompe SEC doit être réalisée toutes les 50 000 heures de fonctionnements. Vos représentants ont indiqué qu'en février 2025 la pompe avait effectué environ 47 000 heures de fonctionnement et qu'une visite complète était programmée lors du cycle de fonctionnement actuel du réacteur. Ainsi, les inspecteurs ont constaté que l'exploitant n'a pas réévalué la périodicité de cette visite malgré la présence de points d'érosion affectant cet équipement.

Demande II.2 : justifier le maintien en état de la pompe 2 SEC 002 PO entre les deux visites complètes malgré la détection de trois points d'érosion significatifs.

Arrosage du presse-étoupe de la pompe 1 SEC 001 PO.

Lors de la visite terrain, les inspecteurs ont remarqué que les manomètres 1 SEC 201 LP et 1 SEC 203 LP, respectivement implantés sur la conduite d'arrosage du presse-étoupe de la pompe 1 SEC 001 PO et sur celle du presse-étoupe de la pompe 1 SEC 003 PO, affichaient une valeur de pression nulle. Vos représentants ont indiqué que *cette valeur était anormale, car la pompe 1 SEC 001 PO était en fonctionnement*. Les inspecteurs ont constaté une présence d'eau au niveau des tresses qui a permis de vérifier qu'un débit d'arrosage de la pompe 1 SEC 001 PO était effectivement présent mais l'absence de mesure de débit n'a pas permis de juger de sa suffisance, le simple fonctionnement de la pompe 1 SEC 001 PO ne pouvant à lui seul justifier de cette suffisance.

Lors de l'inspection, vos représentants ont également indiqué qu'une demande de travaux (DT) avait été ouverte afin de corriger cet écart. La DT 01726018, consultée après l'inspection, indique qu'un remplacement de tronçon de canalisation serait approprié selon vos représentants, afin de traiter la problématique de débit d'arrosage et de retrouver des valeurs de pression conformes.

La rédaction de la DT tend à confirmer la nécessité de disposer d'un circuit d'arrosage en bon état permettant une mesure de débit fiable.

Demande II.3 : transmettre l'échéance du remplacement de la canalisation identifié dans la demande de travaux n° 01726018. Justifier cette échéance au regard du débit d'arrosage disponible des presse-étoupes des pompes 1 SEC 001 et 003 PO.

Justification de la disponibilité du capteur 1 SEC 122 MD suite au non-respect d'un critère RGE B lors d'un essai périodique.

La section 1 du chapitre IX des RGE impose qu'un *Essai Périodique* est « *Satisfaisant Avec Réserve* » lorsqu'au moins l'une des conditions 1, 4, 6 ou 7 n'est pas satisfaite (les conditions 2, 3, 5 et 8 étant pour leur part satisfaites). Une analyse est effectuée et formalisée afin de confirmer et d'expliquer la ou les causes du ou des constats relevés. Le service pilote de l'essai informe le Service Conduite pour analyse de l'impact vis-à-vis des STE. Dans l'attente du résultat de l'analyse, le matériel ou système est par défaut considéré comme indisponible.

Lors de l'inspection en salle, les inspecteurs ont examiné plusieurs essais périodiques (EP), dont l'EP SEC 1001 identifié comme validé satisfaisant avec réserve et datant du 11 février 2025. Lors de cet essai, un critère RGE B, lié à la qualité du signal de la sonde de mesure de débit 1 SEC 122 MD, n'a pas été satisfait.

En effet, une dégradation de la qualité du signal « Valc » d'environ 30 % a été identifiée. Or le critère RGE B indique que si une dégradation supérieure à 20 % est identifiée sur la valeur de qualité du signal, alors le capteur associé a subi une dégradation et une analyse doit être effectuée pour s'assurer de ses performances ou de sa disponibilité. Vos représentants ont indiqué pendant et après l'inspection que l'EP avait été validé satisfaisant avec réserve du fait que le critère RGE A relatif à la vérification du zéro physique du capteur était quant à lui satisfait ce qui ne répond pas aux exigences de la section 1 du chapitre IX des RGE.

Les inspecteurs ont constaté que l'exploitant n'a pas justifié la disponibilité de ce capteur depuis la date de l'EP, ce qui constitue donc un écart aux règles générales d'exploitation [4]. Vos représentants ont indiqué que la demande de travail DT 01705675 avait été émise pour réaliser une opération de changement du gel couplant lors du prochain arrêt de réacteur, afin de retrouver la disponibilité complète du capteur. La note d'étude [5] a été présentée lors de l'inspection pour justifier de la disponibilité du capteur, en indiquant que « *le Valc est amené à varier, à la hausse comme à la baisse durant le cycle d'exploitation. En revanche, ces variations sont sans effet sur la mesure de débit* ».

Vos représentants ont ultérieurement apporté des précisions sur la disponibilité du capteur s'appuyant sur la note d'étude [5] qui indique : « *en cas de perte supérieure à 20 % du Valc initial, changer le couplant ultrasonique sur l'ensemble des sondes* ». Vos représentant ont également indiqué que la justification de la disponibilité avait été tracée dans le plan d'action PA 554478.

Or, la justification présente dans la note [5] indique qu'il peut y avoir des variations sur la qualité du signal et qu'au-delà d'une dégradation supérieure à 20 %, correspondant à la valeur de référence du RGE B, il est nécessaire de réaliser un remplacement de couplant ultrasonique. Cependant, la dégradation de la qualité du signal relevée à l'occasion de l'EP examiné est d'environ 30 % et cette note n'évalue pas les conséquences d'une dégradation supérieure à 20 %. Surtout, aucune analyse de l'impact de l'écart sur les STE n'a pu être présentée aux inspecteurs.

Demande II.5 : transmettre l'analyse d'impact de cet écart vis-à-vis des STE ainsi que le Plan d'Action PA 554478.

Demande II.6 : justifier qu'au-delà de 20 % de dégradation de la qualité du signal du capteur 1 SEC 122 MD, la mesure de débit reste pertinente.

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

Vérification des essais périodiques satisfait avec réserves et non satisfait

Observation III.1 : Les inspecteurs ont vérifié la cohérence entre l'essai périodique EP KPR 201 réalisé le 4 mars 2025 et le plan d'action (PA) 00452027 associé. L'EP a été validé satisfaisant avec réserve du fait que la lampe d'indication de basculement du TPL 2 RRI 722 TL était hors service. Une demande de travail visant à rendre la lampe d'indication disponible a été clôturée le 7 mars 2025. Aucune anomalie n'a été identifiée lors de ce contrôle.

Disponibilité des bâches REA eau et bore

Observation III.2 : De nombreux événements RGE REA 3bis fortuits de groupes 2 sont survenus en 2024 du fait, selon vos représentants, d'un nombre élevé de suivis de charge du réseau (environ 150) ayant provoqué une douzaine d'événements fortuits. Les inspecteurs les ont interrogés pour connaître le plan d'action permettant de réduire le nombre d'événements RGE REA 3bis dans ces situations. Vos représentants ont indiqué que ces événements résultaient d'un volume régulièrement inférieur à 63 m³ d'acide borique dans la bâche en appoint du circuit primaire. Ils ont également indiqué que les événements correspondaient à des contraintes d'exploitation et que la conduite à tenir des règles générales d'exploitation était respectée.

La principale problématique du suivi de charge sur le site concerne par ailleurs l'oxygénation des bâches REA eau qui impacte l'exploitation du réacteur, augmente les rejets et le risque de corrosion sous contrainte. Vos représentants ont indiqué que le site a réalisé un remplacement des membranes des bâches REA afin de récupérer une oxygénation satisfaisante des bâches et de réduire l'indisponibilité au suivi de charge. Les inspecteurs n'ont plus de remarque sur ce sujet.

Fuite de bore sur la pompe 1 PTR 111 PO

Observation III.3 : Les inspecteurs ont identifié une problématique de fuite de bore sur la pompe d'écumage de la piscine du bâtiment combustible, dans le bilan de fonction des systèmes auxiliaires, et ont demandé à vos représentants de présenter la demande de travail DT 1628166. La pompe 1 PTR 111 PO a subi une intervention pour un changement de garniture métallique afin d'éviter que la pompe ne fuie de nouveau. Il en résulte qu'il n'y a plus de fuite active au niveau de cette pompe. Cependant, une légère fuite de 4 gouttes par heure est toujours présente sans nécessité de réaliser une nouvelle intervention. Vos représentants ont fourni des photographies indiquant que la fuite laisse des résidus s'accumuler sur la pompe. Il serait intéressant que le CNPE s'interroge sur la possibilité de réaliser un nettoyage périodique afin de garder l'installation dans un état exemplaire.

Fuite d'huile sur les pompes 2 PTR 021 et 022 PO

Observation III.4 : Les inspecteurs ont relevé dans le bilan de fonction des systèmes auxiliaires qu'une fuite avait été identifiée par le CNPE sur les deux pompes principales du circuit PTR. Vos représentants ont indiqué que les fuites provenaient des joints SPI soit coté accouplement, soit coté pompe. Un remplacement de joint coté accouplement a été réalisé en août 2024 pour la pompe 2 PTR 021 PO et aucune fuite n'a été détecté depuis l'intervention. Une visite complète de la pompe 2 PTR 022 PO a été réalisée le 15 mars avec remplacement des deux joints SPI, vérification de défaut sur l'arbre, changement des joints de l'arbre et requalification. Les inspecteurs n'ont plus de remarque sur ce sujet.

Qualification des capteurs 1 et 2 PTR 050 et 051 SN non conforme

Observation III.5 : Les inspecteurs ont consulté le plan d'action constat 0497094 concernant la non-qualification K3ad des capteurs du circuit PTR. Cette qualification permet d'assurer les fonctions du matériel en ambiance dégradée (pression, température, irradiation, ...) et sous sollicitations sismiques. La modification matériel PNPP 3679 indique que les capteurs doivent être qualifiés K3ad avant la 4^{ème} visite décennale (VD4) afin d'être en adéquation avec leur exigence définie. Vos représentants ont indiqué que les capteurs répondaient à l'exigence établie post VD3 et qu'ils seraient changés avant la VD4 comme l'exige la PNPP 3679. Ils ont également indiqué que le remplacement des capteurs se fera en 2026 sous demande de modification temporaire (DMT) sur les deux réacteurs. Les inspecteurs n'ont plus de remarque sur ce sujet.

Suivi de l'avancement du rebouchage des anomalies de traversés affectant la protection périphérique et volumétrique du site

Observation III.6 : Les inspecteurs se sont intéressés à la montée d'indice de l'événement ESINB-OLS-2023-0813, faisant suite à des anomalies de rebouchage d'une cinquantaine de passages de câble et pouvant avoir pour conséquence potentielle un manque de tension externe (MDTE) sur le site de Belleville en cas de crue millénaire. Vos représentants ont indiqué que les investigations sur le site avaient été réalisées en deux phases, entraînant une montée d'indice de l'événement. Ils ont indiqué que la première phase, concernant le périmètre initial était terminée et que la seconde phase, concernant le périmètre étendu, serait achevée en semaine 17 de

l'année 2025. Vos représentants ont également indiqué que l'événement était dû à un manque de préparation qui n'avait pas permis d'identifier les interactions à prévoir entre les différents acteurs de la modification et le service moyen génie civil (MGC). Les inspecteurs ont pu vérifier, lors de la visite terrain, les rebouchages de plusieurs passages de câble d'alimentation des matériels associés à la source froide. Les inspecteurs prennent note des avancées réalisées et l'ASNR suivra la fin des interventions encore en cours.

Modification du fonctionnement des filtres à chaînes SFI

Observation III.7 : Les inspecteurs ont identifié dans le bilan de fonction des systèmes auxiliaires une modification du temps de fonctionnement des filtres à chaînes et ont questionné vos représentants sur ce changement d'utilisation. Le fonctionnement des filtres à chaînes est asservi à deux modes de fonctionnement, le mode automatique avec un nettoyage des filtres à chaînes toutes les 6 h et un mode forcé avec un nettoyage des filtres à chaîne en continu. Ce dernier mode est utilisé en cas d'alerte nationale de présence d'agresseurs potentiels de la source froide, tel que des colmatants.

Vos représentants ont indiqué que l'utilisation du mode forcé sur le site de Belleville était appliquée dès le premier niveau d'alerte contrairement à d'autres sites qui ne l'emploieraient qu'à partir du second niveau d'alerte. Le retour d'expérience (REX) de ce fonctionnement établi par le service en charge de la source froide semble révéler que cette utilisation forcée use davantage les filtres à chaîne et nécessite une maintenance importante sans réelle plus-value

Au regard de ces éléments de REX, l'ASNR estime qu'il est de votre responsabilité de vous assurer que le fonctionnement retenu sur Belleville ne sera pas de nature à dégrader l'efficacité des filtres à chaînes afin de garantir l'absence de colmatage

☺

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, 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'assurance de ma considération distinguée.

L'adjoint à la Cheffe de la division d'Orléans

Signée par : Christian RON