

Référence courrier : CODEP-CAE-2024-032392

Caen, le 14 juin 2024

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Paluel
BP 48
76 450 CANY-BARVILLE**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base

Lettre de suite de l'inspection du 28 mai 2024 sur le thème de « incendie du transformateur principal du réacteur n° 3 »

N° dossier : Inspection n° INSSN-CAE-2024-0238

- Références :**
- [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] Plan d'intervention TA-TP-TS référencé D5310SIPR012
 - [4] Décision n° 2013-DC-0360 de l'ASN du 16 juillet 2013, maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des INB

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection inopinée réactive a eu lieu le 28 mai 2024 sur le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Paluel suite à l'incendie du transformateur principal du réacteur n° 3.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection réactive en objet a été réalisée à la suite de l'incendie de l'un des pôles du transformateur principal du réacteur n°3 du CNPE de Paluel survenu dans la nuit du 27 au 28 mai 2024. Les inspecteurs se sont rendus sur place le jour de l'incident afin de contrôler l'état du matériel, les conditions

d'intervention pour lutter contre l'incendie, les actions de conduite opérées sur le réacteur et les moyens mis en œuvre par l'exploitant pour protéger l'environnement. Ils ont également évalué les conséquences de cet incendie sur l'état des réacteurs n° 1 et 3.

Au vu de cet examen par sondage, les inspecteurs considèrent que l'incendie a été géré de manière satisfaisante par le CNPE, tant au niveau de la préservation de la sûreté des réacteurs que de la conduite de l'intervention de lutte contre l'incendie. Au jour de l'inspection, de nombreux points restaient encore à clarifier. Le CNPE y a apporté des réponses dans les jours qui ont suivi l'inspection. Néanmoins, l'organisation du site vis-à-vis de la maîtrise du risque incendie nécessite la prise en compte du retour d'expérience lié à cet événement. De plus, le fait qu'un incident du même type ait eu lieu en 2021 (incendie d'un pôle du transformateur principal du réacteur n°1 le 4 avril 2021) nécessite une analyse poussée et la mise en place de mesures correctives efficaces de la part du site. Enfin, les inspecteurs estiment que la traçabilité des actions engagées et du suivi des opérations doit être renforcée dans le cadre de la passation d'astreinte entre les différents intervenants.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

II. AUTRES DEMANDES

Origine de la perte du transformateur principal du réacteur n° 3

Le jour de l'inspection, les causes de l'incendie et la durée d'indisponibilité du réacteur n°3 n'étaient pas connues. Par la suite, vos représentants ont indiqué qu'*a priori* l'origine de cet incendie pourrait être identique à celle de l'incendie de 2021. Une expertise du transformateur doit être menée afin d'identifier les causes de l'incendie.

Demande II.1.1 : Analyser l'ensemble des origines possibles de cet incendie et intégrer cette analyse dans le compte rendu d'évènement significatif.

Demande II.1.2 : Transmettre les conclusions de l'expertise identifiant les causes de l'incendie du transformateur principal du réacteur n°3 suite aux analyses effectuées sur le transformateur principal, le transformateur de soutirage et les traversées.

Demande II.1.3 : Dans le cas où les incendies du 5 avril 2021 et du 28 mai 2024 de pôles de transformateurs principaux auraient la même origine, prendre rapidement les mesures adéquates pour éviter la survenue d'un nouvel incendie du même type.

Vos représentants ont indiqué que le remplacement du pôle du transformateur sinistré et les autres remises en état dureront plusieurs semaines.

Demande II.2 : Dès qu'il sera connu, tenir informée la division de Caen du planning des travaux qui seront engagés et de leur impact éventuel sur le planning des arrêts pour maintenance des réacteurs du CNPE.

Gestion du réacteur

La perte de l'alimentation électrique externe principale du réacteur 3, à la suite de l'incendie, a entraîné l'arrêt automatique du réacteur n°3. Le repli du réacteur en arrêt normal sur le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (AN/RRA) pour retrouver la conduite dite « normale » du réacteur devait être engagé sous 24 heures. Ce repli a été anticipé dès lors qu'une réparation rapide de la ligne d'alimentation principale a été jugée impossible. Depuis, le réacteur est resté dans l'état AN/RRA, or le maintien prolongé dans cet état sûr n'est pas sans impact sur la programmation des essais périodiques et sur la maintenance de certains matériels.

Demande II.3 : Analyser l'impact du maintien prolongé en AN/RRA vis-à-vis de la programmation des essais périodiques et de la maintenance préventive des matériels sollicités.

Gestion des effluents liquides et des déchets

L'article 4.1.1 de l'arrêté en référence [2] prévoit également que « *l'exploitant [prenne] toute disposition pour éviter les écoulements et rejets dans l'environnement non prévus.* »

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont souhaité connaître le détail des dispositions prévues pour assurer la collecte des eaux d'extinction d'incendie au niveau de la plateforme du transformateur principal (TP). Ils ont notamment questionné vos représentants sur les moyens de collecte des effluents, les capacités de rétention et les systèmes de récupération ultime en cas de débordement.

Lors de l'évènement, le système automatique d'extinction du pôle TP et une lance incendie (eau + émulseur) ont été utilisés pour éteindre l'incendie. Les eaux d'extinction contenant notamment de l'émulseur et l'huile du transformateur ont majoritairement été recueillies dans la capacité de rétention 3SEH001BA. Un débordement de cette capacité de rétention, située sous le transformateur, a néanmoins conduit à une pollution de la salle des machines et du réseau SEK¹ (puisards 3SEK011BA et 3SEK012BA). Par ailleurs, une partie de ces effluents issus des eaux d'extinction a été transférée in fine dans la cuve 0SEK103BA qui assure en fonctionnement normal, le stockage des effluents liquides issus de la salle des machines et des auxiliaires généraux. Des échantillons des eaux collectées dans ce réservoir ont été envoyés pour analyse, et permettront de statuer sur le mode de traitement de ces eaux.

Demande II.4.1 : Justifier qu'aucun effluent issu des eaux d'extinction d'incendie du transformateur principal issu de du réservoir 0SEK103BA n'a été renvoyé vers les puits de rejet.

Demande II.4.2 : Transmettre votre analyse quant au risque de pollution du réservoir 0SEK103BA par les eaux d'extinction de l'incendie.

Demande II.4.3 : En l'attente de leur traitement, contrôler régulièrement et fréquemment le niveau des effluents présents dans la rétention 0SEK103BA afin de s'assurer de son étanchéité.

Demande II.4.4 : Indiquer la date planifiée de la vidange et du nettoyage du réservoir 0SEK103BA ainsi que du délai selon lequel elle pourra être remise en service ; transmettre les résultats des analyses du réservoir 0SEK103BA dès réception.

Vos représentants ont indiqué qu'il a ensuite été procédé à un envoi des effluents du puisard 3SEH001BA vers la fosse 0SEH111BA du déshuileur de site.

Le déshuileur de site étant arrivé au niveau maximum, les pompes SEH² des 4 réacteurs ont été débouchées afin de ne pas générer de débordement du déshuileur. Des prélèvements pour analyse ont été réalisés sur les effluents contenus dans la fosse 0SEH111BA et ont été transmis à l'ASN suite à l'inspection. Des analyses complémentaires devront cependant être réalisées sur le déshuileur 0SEH111BA afin de confirmer le respect des modalités de rejet préalablement à sa vidange.

Demande II.5 : Rendre dans les meilleurs délais, le déshuileur de site entièrement disponible, et justifier la capacité du site à maîtriser les effluents générés par les quatre réacteurs alors que le déshuileur de site est indisponible.

¹ SEK : Comptabilisation et rejets des effluents du circuit secondaire

² SEH : Recueil des huiles et des effluents hydrocarbures de la salle des machines

Une partie des eaux d'extinction incendie a également été collectée par le réseau d'eau pluviale SEO (réseau SEO). Ces effluents sont issus de la mise en œuvre de moyens d'extinction complémentaires. Comme prévu dans votre référentiel [3] la vanne pelle 0SEO003BU a été fermée dès le début de l'événement, permettant ainsi d'isoler le site vis-à-vis du milieu extérieur.

Cependant, ce réseau SEO a rapidement été saturé compte-tenu des pluies abondantes. Pour éviter tout débordement, vos équipes ont délesté le réseau SEO en ouvrant légèrement la vanne pelle, de manière à retenir le « surnageant » qui a été pompé en parallèle par une entreprise prestataire.

Les inspecteurs s'interrogent sur la capacité du système SEO à assurer sa fonction vis-à-vis du risque d'inondation externe, notamment en cas de fortes pluies comme le jour de l'événement.

En 2021, le site de Paluel devait encore réaliser certaines études et travaux afin de remettre en conformité l'ensemble de ses installations vis-à-vis des exigences fixées par l'article 4.3.6-I de la décision en référence [4]. L'exploitant s'était d'ailleurs engagé dans la réponse apportée à l'inspection INSSN-CAE-2021-0168 du 6 avril 2021 à préciser certains éléments dans l'étude visant notamment à « *mettre en place des modifications organisationnelles ou matérielles pour garantir le confinement en situation de pluie* » (action A2 de la note D453820031074).

Demande II.6.1 : Indiquer les modifications organisationnelles ou matérielles apportés depuis 2021 permettant d'assurer un confinement cumulé des volumes d'eaux d'extinction d'un incendie et des eaux de pluie.

Demande II.6.2 : Justifier de la capacité du réseau SEO à assurer sa fonction, entre la fin de l'incendie et l'intervention de pompage réalisé le 28 mai 2024.

Demande II.6.3 : Transmettre les résultats des analyses des échantillons des eaux de rejet de l'émissaire EST dès réception.

Retour d'expérience de cette situation

L'article 7.6 de l'arrêté [2] définit que « II. – *Les exercices et les situations d'urgence réelles font systématiquement l'objet, [...], d'une évaluation ou d'un retour d'expérience. Si nécessaire, le plan d'urgence interne est mis à jour et modifié au vu des enseignements tirés.* »

Les inspecteurs n'ont pu obtenir l'intégralité des informations relatant avec précision le déroulement de l'événement. Lors de l'inspection, aucune main courante claire n'était disponible concernant le déroulement des opérations, l'arrivée sur site des véhicules de secours ainsi que les autres événements liés à cette intervention. Un résumé succinct du cahier de quart via une fiche de constat « caméléon » a néanmoins été transmis le jour de l'inspection.

De plus, lors de l'inspection, les inspecteurs ont relevé certaines incohérences dans le suivi des informations transmises en réunion de groupe, des prises de décision relatives à la gestion des effluents et le suivi des déchets générés lors l'incendie en raison d'un manque de traçabilité des échanges entre acteurs lors de la passation d'astreinte.

Enfin, vos représentants ont indiqué qu'une fiche de collecte a été réalisée suite à cet événement.

Demande II.7.1 : Réaliser une analyse détaillée de cet événement pour permettre un retour d'expérience efficace. Transmettre cette analyse ainsi que la fiche de collecte.

Demande II.7.2 : Intégrer au compte-rendu d'événement significatif un compte-rendu chronologique et détaillé de l'intervention et de la gestion des effluents et des déchets.

Suivi des engagements

Dans le cadre de l'événement significatif sûreté déclaré suite à l'incendie du transformateur principal du réacteur 1 en 2021, EDF s'était engagé à mettre en œuvre les actions correctives suivantes concernant l'inefficacité de la protection incendie sur le TP :

- Le déclenchement automatique de l'aspersion deuxième stade dès la détection de l'incendie (modification PNPE 2252 devant être déployée d'ici 2025 sur les quatre réacteurs du CNPE de Paluel).
- Une modification locale d'ouverture automatique des vannes déluge de la protection incendie second stade en cas d'activation de la protection premier stade (dont les travaux ont été achevés en août 2021), dans l'attente du déploiement de la modification PNPE 2252.
- L'identification par EDF des câbles de contrôle-commande qui seraient exposés à un risque de destruction par un incendie sur un TP et la mise en œuvre des solutions de protection adaptés.
- La mise en œuvre d'enduits ou de peintures intumescents sur les câbles qui cheminent en partie supérieure du TP pour les réacteurs n° 2, n° 3 et n° 4.

Étant donné que l'événement du 28 mai 2024 a conduit aux mêmes conséquences d'un point de vue sûreté que l'événement de 2021, il semble que les actions correctives qui auraient été mises en place n'étaient pas suffisantes pour prévenir une perte du transformateur de soutirage (TS) du réacteur n° 3 ou du transformateur auxiliaire (TA) du réacteur n° 1, ni pour réduire le temps d'extinction de l'incendie.

Demande II.8 : Donner un état des lieux de l'avancement de l'intégration des actions correctives de l'événement similaire de 2021 survenu sur le réacteur n° 1 de Paluel :

- **L'avancement du déploiement de la modification PNPE 2252**
- **L'identification des câbles de contrôle-commande qui seraient exposés à un risque de destruction par un incendie sur un TP et les propositions de solutions de protection associées**
- **La mise en œuvre d'enduits ou de peintures intumescents sur les câbles qui cheminent en partie supérieure des TP des réacteurs n° 2, n° 3 et n° 4.**

Demande II.9 : Préciser si la modification locale d'ouverture automatique des vannes déluge de la protection incendie second stade en cas d'activation de la protection premier stade a bien été activée.

Par ailleurs, vos représentants avaient précisé que le suivi en fonctionnement des TP serait renforcé par le déploiement de la modification PNPE 2265 « Monitoring des transformateurs de puissance » mais que la mise en œuvre avait été retardée en raison du retrait de l'entreprise qui avait été initialement retenue par EDF.

Demande II.10 : Indiquer l'état d'avancement du déploiement de la modification PNPE 2265 « Monitoring des transformateurs de puissance ».

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

Sans objet

*

* *

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois**, et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. 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'ASN (www.asn.fr).

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

Le chef de pôle EPR-REP

signé

Jean-Francois BARBOT