

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2026-034046

Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Chinon
BP 80
37420 AVOINE

Orléans, le 8 juin 2026

- Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Chinon - INB n° 132
Lettre de suite de l'inspection réactive du 18 mai 2026 sur le thème de « incendie du transformateur principal du réacteur n°3 »
- N° dossier :** Inspection n° INSSN-OLS-2026-0817 du 18 mai 2026
- Références :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Décision modifiée n°2013-DC-0360 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 juillet 2013 relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des installations nucléaires de base
[3] Fiche d'assistance/conseil RPR du 01/10/2021 indice 2

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection réactive a eu lieu le 18 mai 2026 dans le CNPE de Chinon à la suite de l'incendie du transformateur principal du réacteur n° 3 survenu le 15 mai 2026.

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 l'incendie du transformateur principal (TP) du réacteur n° 3 survenu le 15 mai 2026. À cette occasion, les inspecteurs ont effectué une visite des locaux impactés par l'incendie et ont échangé avec vos représentants sur les différentes phases de gestion de l'incendie, notamment sa détection, son extinction, la gestion de la conduite du réacteur n° 3 et la gestion des eaux d'extinction. Les inspecteurs ont également contrôlé les comptes rendus d'opérations de maintenance préventive réalisées sur le TP à l'origine de l'incendie, ainsi que la prise en compte du retour d'expérience (REX) d'un événement similaire survenu en 2024 sur ce même réacteur.

Il ressort de cette inspection que l'incendie a été géré de manière satisfaisante par le site. Les inspecteurs ont notamment constaté que la prise en compte du REX de l'événement de 2024 a contribué à limiter les conséquences de l'incendie. De plus, l'examen des différents comptes rendus a montré que les opérations de maintenance préventive du TP ont été réalisées conformément aux procédures. En outre, la gestion du confinement des eaux d'extinction a été jugée satisfaisante, malgré quelques anomalies relevées lors de l'inspection, en particulier la mise à jour des plans des réseaux et le déversement ponctuel d'une faible quantité d'eau d'extinction.

Les inspecteurs ont également noté qu'une expertise technique du TP du réacteur n° 3 devait être prochainement réalisée. Cette analyse devra vous permettre d'identifier les causes de cet incident et de définir les actions correctives à mettre en œuvre pour en éviter le renouvellement.

Enfin, certains points restent encore à clarifier, notamment en ce qui concerne les anomalies constatées dans la gestion des eaux d'extinction de l'incendie du TP, ainsi que la gestion de l'indisponibilité programmée d'un système pour la réalisation d'un essai périodique lors de l'entrée en phase de conduite incidentelle/accidentelle.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

80

II. AUTRES DEMANDES

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

Les règles générales d'exploitation (RGE) sont un recueil de règles approuvées par l'ASNR qui définissent le domaine autorisé de fonctionnement de l'installation et les prescriptions de conduite des réacteurs.

Le chapitre III des RGE, qui traite du fonctionnement normal de l'installation, définit les conditions à respecter pour maintenir l'installation dans un état sûr en cohérence avec les études de sûreté à la conception. Il prescrit notamment que les deux sources externes de puissance doivent être disponibles quand le réacteur est en puissance.

Le jour de l'inspection, le réacteur n° 3 avait été amené dans un état stable et sûr. En application des règles générales d'exploitation (RGE), ce réacteur ne peut être amené dans un autre état sans avoir remis en service le transformateur principal. Le 18 mai 2026, les causes de l'incendie et la durée d'indisponibilité du réacteur n° 3 n'étaient pas connues. Toutefois, les parades mises en place depuis l'incendie du TP en 2024, notamment le suivi en temps réel de plusieurs paramètres pour prévenir la reproduction d'un événement similaire, n'avait pas fait apparaître de dérive ou de comportement anormal du TP laissant suspecter la présence d'un défaut. Ce nouvel événement montre cependant que les actions de maintenance préventive ou de suivi en temps réel des

paramètres n'ont pas été suffisantes pour prévenir ce genre d'incident ayant conduit, à deux reprises, à la perte d'une source externe de puissance et à l'application des procédures incidentelles/accidentelles (CIA).

Par ailleurs, le retour d'expérience du parc électronucléaire fait état de plusieurs défaillances sur des TP de même technologie et du même constructeur que celui à l'origine de l'incendie de 2024, qui est également identique à celui impliqué dans l'incendie du 15 mai 2026. La récurrence de ces événements met en évidence la nécessité, pour EDF, de définir un positionnement clair quant à sa stratégie nationale au regard du retour d'expérience négatif sur ces TP et pour le CNPE de Chinon, de définir et mettre en œuvre les actions préventives permettant de prévenir l'indisponibilité d'une source externe de puissance avec des garanties suffisantes.

Demande II.1 :

- **transmettre les conclusions de l'expertise identifiant les causes de l'incendie du transformateur principal du réacteur n° 3 ;**
- **préciser la stratégie nationale retenue par EDF sur les TP concernés par le retour d'expérience négatif (même technologie/constructeur) ;**
- **définir et mettre en œuvre les actions préventives nécessaires permettant de prévenir l'indisponibilité de la source externe de puissance lorsque le réacteur est en fonctionnement, de manière à disposer des garanties suffisantes quant au respect de la prescription permanente des RGE susmentionnée.**

Gestion des eaux d'extinction dans le réseau de recueil d'huiles et effluents hydrocarbures (SEH)

L'article 2.1.3 de la décision [2] dispose que « I. - L'exploitant établit et tient à jour des plans et des descriptifs associés :

- *des réseaux comprenant des éléments de l'installation, tels que mentionnés au II de l'article 4.3.3 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé susceptibles d'être en contact avec des substances dangereuses ou radioactives ;*
- *des réseaux de prélèvements et de distribution d'eau ;*
- *des réseaux d'échantillonnage, de collecte, de traitement, de transferts ou de rejets d'effluents ;*
- *des émissaires.*

II. - Ces plans et descriptifs associés font apparaître l'ensemble des caractéristiques des réseaux et des émissaires et les dispositifs permettant la prévention et la limitation de pollutions accidentelles.

Le plan des réseaux de collecte des effluents fait notamment apparaître les secteurs collectés, les points de collecte, de branchement (regards, avaloirs...), les dispositifs de protection (événements, vannes manuelles et automatiques, clapets anti-retour...), les moyens de traitement et de mesure (postes de relevage, postes de mesure...). »

L'article 2.3.1 de la décision [2] précise que « les équipements et éléments nécessaires à la collecte au traitement et aux transferts des effluents sont conçus, construits et exploités de façon à éviter les rejets non maîtrisés dans l'environnement. À cet effet, des dispositions sont prises par l'exploitant de façon à assurer une étanchéité suffisante ou la collecte d'éventuelles fuites de toutes les canalisations ou tuyauteries de transfert des effluents. »

Lors de leur visite sur le terrain, les inspecteurs ont constaté le débordement d'un regard situé en point bas du réseau SEH ayant servi pour recueillir les eaux d'extinction de l'incendie du TP. Ce débordement a entraîné un déversement limité d'eau d'extinction sur les sols autour du regard. Interrogés sur le traitement retenu, vos représentants ont indiqué qu'une excavation des terres impactées serait réalisée en vue de leur évacuation vers une filière de traitement adaptée.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté l'absence d'un boulon sur la plaque métallique fermant ce regard, ce qui pourrait avoir contribué à son inétanchéité. De plus, les différents plans des réseaux/canalisations du site n'identifiaient pas ce regard à l'origine du débordement. Enfin, vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser le rôle de certains équipements situés à proximité du regard. Il s'agit notamment d'une structure s'apparentant à un évent et d'une vanne d'arrêt 8 SEH P01 VC condamnée en position fermée.

Demande II.2 :

- mettre à jour les plans des réseaux et les descriptifs associés conformément aux dispositions l'article 2.1.3 de la décision [2] ;
- mettre en œuvre les actions nécessaires afin de garantir l'étanchéité du regard à l'origine du débordement du réseau SEH conformément aux dispositions de l'article 2.3.1 de la décision [2].

Préciser les actions engagées ou réalisées en ce sens.

- préciser le rôle des équipements situés à proximité du regard à l'origine du débordement : la structure s'apparentant à un événement et la vanne d'arrêt 8 SEH P01 VC ;
- transmettre le mode de preuve de la dépollution des terres impactées par les eaux d'extinction autour du regard SEH.

Suspension de l'événement de groupe 1 RPR3

Le chapitre III des RGE prévoit également les actions à mener en cas d'indisponibilité d'un matériel ou d'un système important pour la sûreté.

Le chapitre VI des RGE définit les règles de conduite à suivre en situation incidentelle/accidentelle, et a pour objet de stabiliser le réacteur et d'atteindre un état sûr.

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué qu'un essai périodique, nécessitant de rendre indisponible un système de protection, était en cours de réalisation au moment de la perte du TP. Ils ont également indiqué que le décompte de la durée de cette indisponibilité avait été suspendu dès l'entrée dans le chapitre VI des RGE suite à l'arrêt automatique du réacteur n°3 causé par la perte du TP. Pour justifier cette décision, vos représentants se sont appuyés sur la fiche [3], présentée aux inspecteurs. Or, ces derniers ont constaté que cette fiche traitait uniquement le cas d'un repli en application du chapitre III des RGE (conduite normale) et n'était donc pas applicable, dans la situation rencontrée le 15 mai 2026, qui relevait du chapitre VI des RGE (conduite incidentelle/accidentelle). Si les inspecteurs ne remettent pas en cause la bonne gestion de l'aléa par l'équipe de conduite du réacteur n° 3, il apparaît néanmoins nécessaire de disposer d'un cadre formalisé permettant de couvrir ce cas particulier.

Demande II.3 : transmettre le mode de preuve permettant de justifier la suspension de l'indisponibilité du système de protection liée à la réalisation d'un essai périodique (EP) programmé, dès l'entrée dans le chapitre VI des RGE. A défaut, définir un cadre formalisé permettant de couvrir ce cas particulier.

80

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

Déroulé des événements**Observation III.1 :**

L'incendie du transformateur principal du réacteur n° 3 est survenu dans la journée du 15 mai 2026. Le système de détection incendie s'est déclenché et le système d'extinction automatique s'est mis en route dans les instants qui ont suivi. Les secours extérieurs ont été rapidement alertés et les équipes du CNPE ont mis en place les actions nécessaires de manière réactive, pour notamment confirmer la présence ou non du feu. A l'arrivée du chef des secours sur les lieux de l'aléa, le départ de feu avait été maîtrisé par les systèmes d'extinction automatique sans nécessiter l'intervention des secours extérieurs ou déclencher le plan d'urgence interne. Toutefois, les secours extérieurs arrivés sur place ont pu contrôler la bonne extinction de l'incendie et l'absence de reprise. A noter que les modifications réalisées dans le cadre du retour d'expérience de l'incendie du TP survenu en 2024, notamment sur l'orientation des buses d'extinction de feu dans le local du TP, ont permis une extinction de feu plus rapide et plus efficace.

Les eaux d'extinction incendie ont été collectées dans le réseau SEH, via les fosses présentes directement sous le transformateur. Ces eaux ont été stockées dans des réservoirs du réseau SEH, communs aux réacteurs n° 3 et 4. Afin de prévenir tout risque de saturation de ces réservoirs, des transferts d'eau ont été réalisés vers des réservoirs mobiles entreposés sur le CNPE. En application des procédures du CNPE et pour prévenir tout rejet direct de ces eaux dans l'environnement, le CNPE a procédé à la mise en place d'obturateurs au niveau du réseau d'eaux pluviales communes SEO. Une fois l'incendie terminé et après contrôle de la qualité des eaux présentes dans le réseau SEO, les obturateurs ont été retirés.

L'incendie a eu pour conséquence la perte du TP du réacteur n°3 et donc également du transformateur de soutirage alimentant électriquement le réacteur. Cette perte a mis à l'arrêt les pompes primaires, entraînant une baisse du débit de circulation d'eau dans le circuit primaire. Cette baisse de débit a provoqué un arrêt automatique du réacteur entraînant l'apparition des alarmes en salle de commande. Les actions de conduite du réacteur ont basculé sur les procédures de conduite incidentelle/accidentelle, afin de gérer le repli du réacteur et atteindre un état sûr. L'application de ces procédures a amené le réacteur n° 3 dans l'état « arrêt normal sur circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt » (AN/RRA), alimenté électriquement par le transformateur auxiliaire. Au jour de l'inspection, les équipes de conduite du réacteur n° 3 étaient sorties des procédures de conduite incidentelle et étaient revenues à une gestion du réacteur via les règles générales d'exploitation en conduite normale. Dans l'attente de la réparation du TP et en application des règles générales d'exploitation, le réacteur n° 3 ne peut être amené dans un autre état.

Dès le déclenchement de l'incendie et conformément aux procédures, l'ASNR a été tenue informée des événements et de leur évolution.

Présence d'effluents dans des caniveaux

Observation III.2 :

Lors de leur visite, les inspecteurs ont constaté la présence d'effluents (mélange eau-huile) dans des caniveaux situés devant le local du TP du réacteur n°3. Selon vos représentants et les plans à disposition, ces caniveaux sont isolés du réseau d'eaux pluviales communes SEO et n'impliquent pas de rejet vers l'environnement si leur niveau n'engendre pas de débordement. Ils ont également indiqué, par courriel du 20 mai 2026, avoir procédé au pompage des effluents et au nettoyage des caniveaux concernés. L'ASNR n'a pas de remarque sur ce point.

80

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, et selon les modalités d'envoi figurant ci-dessous, de vos remarques et observations ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.



Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASNR (www.asnr.fr).

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

La cheffe de la division d'Orléans

Signée par : Albane FONTAINE