

Division de Lyon

Référence courrier : CODEP-LYO-2025-071788

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire  
de production d'électricité de Saint Alban  
Electricité de France  
BP 31  
38555 ST MAURICE L'EXIL**

Lyon, le 4 décembre 2025

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base (INB)  
Lettre de suite des inspections inopinées des 17 juin, 21 août et 3 septembre 2025 sur le  
thème « Chantiers de maintenance – Visite partielle du réacteur 2 »

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-LYO-2025-505

**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 INB

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, des inspections inopinées ont eu lieu les 17 juin, 21 août et 3 septembre 2025 sur la centrale nucléaire de Saint Alban sur le thème « Chantiers de maintenance – Visite partielle du réacteur 2 ».

Je vous communique ci-dessous la synthèse de ces inspections ainsi que les demandes qui en résultent.

## SYNTHESE DE L'INSPECTION

Les inspections des 17 juin, 21 août et 3 septembre 2025 avaient pour objet de contrôler sur le terrain des activités identifiées comme significatives par l'ASNR en amont de l'arrêt pour visite partielle (VP) du réacteur 2 sous les angles de la qualité de réalisation, de la sûreté, de la protection de l'environnement ainsi que le traitement d'écarts de conformité identifiées sur le réacteur ou sur d'autres réacteurs du parc. Par ailleurs, certains aléas rencontrés lors de la réalisation des activités de maintenance ont également fait l'objet de contrôles. Dans ce cadre les inspecteurs ont notamment contrôlé des chantiers exécutés dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) et le bâtiment électrique (BL).

Au cours de l'arrêt, les inspecteurs ont notamment contrôlé les activités suivantes :

- le traitement de l'EC 484 consistant au contrôle du freinage de la visserie des pompes du circuit d'aspersion de l'enceinte de confinement du réacteur (EAS) et du circuit d'injection de sécurité (RIS),
- le traitement de l'EC 361 par le remplacement des disjoncteurs du système électrique 220 V (LNE),
- la mise en œuvre du dossier de modification PNPP2473B consistant au remplacement des câbles de raccordement des thermocouples mesurant la température interne du cœur (RIC),
- la recherche d'assemblages combustibles (AC) inétanches qui a permis de détecter un AC inétanche, qui n'a pas été rechargé,
- la visite systématique des disjoncteurs 6,6 kV,
- les visites internes de plusieurs organes du circuit primaire principal (robinets et clapets),
- le remplacement de huit mécanismes de commande de grappe,
- le remplacement de deux tronçons du circuit primaire principal au titre du programme de traitement de la corrosion sous contrainte,

- la réparation d'un taraudage de la cuve du réacteur.

A l'issue de ces inspections de terrain et de contrôles documentaires réalisés à distance, vous avez apporté à l'ASNR, au fil de l'eau, des éléments de réponse aux principaux constats et interrogations posés. Après examen de ces éléments, l'ASNR a donné, le 19 septembre 2025, son accord à la divergence du réacteur 2, tel que prévu à l'article 2.4.1 de la décision n° 2014-DC-0444 de l'ASN du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression.

Sur la base de ces contrôles, réalisés par sondage, l'ASNR considère que les opérations de contrôle et de maintenance réalisées au cours de l'arrêt du réacteur 2 l'ont été dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Néanmoins, des sujets abordés pendant l'arrêt donnent lieu aux demandes ci-dessous, qui appellent des actions complémentaires de votre part, notamment en vue du prochain arrêt du réacteur 1.

03 80

## **I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT**

Sans objet.

03 80

## **II. AUTRES DEMANDES**

### **Gestion de la recherche des défauts d'étanchéité des assemblages combustibles**

Le dossier de présentation d'arrêt mentionnait une activité radiologique élevée dans le circuit primaire du réacteur, nécessitant un suivi particulier dans le cadre de la présomption d'un défaut d'étanchéité sur un ou plusieurs AC.

Dans le cadre du suivi des activités de maintenance, vous avez informé l'ASNR le 2 juin 2025, d'une évacuation du bâtiment réacteur survenue dans la nuit du 30 au 31 mai 2025, lors de la montée du couvercle de la cuve du réacteur. L'évacuation a été déclenchée à la suite de la détection d'un dégagement de Xe133 par la chaîne de mesure d'activité 2 KRT 037 MA, au niveau du plancher piscine du bâtiment réacteur (BR). Les différentes personnes évacuées ont subi un examen anthropogammamétrie qui a révélé des traces de Xe133, sans que ces valeurs n'atteignent des quantités nécessitant un suivi particulier.

Le 17 juin 2025, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que la présence de Xe133 était due à l'inétanchéité d'un AC mais que les mesures d'activité de Xe133 relevées préalablement aux opérations de levée du couvercle (847 MBq/tonne) étaient inférieures au critère de 1000 MBq/tonne qui permet de débiter les opérations de levée du couvercle.

Ultérieurement, vous avez transmis à l'ASNR un complément d'analyse où vous précisez que l'événement de la cuve n'était pas raccordé au circuit d'extraction d'air du bâtiment réacteur (EBA) lors des opérations de desserrage du couvercle comme prescrit. Cette connexion aurait permis un éventage pendant environ deux heures avant la levée du couvercle. Cependant, vous n'avez pas la certitude de l'efficacité qu'aurait eu cette connexion pour éviter le dégagement de Xe133 et indiquez qu'un approfondissement de ce point a été demandé à vos services centraux.

**Demande II.1 : Transmettre les conclusions de vos services centraux sur l'impact de l'absence de raccordement de l'événement cuve au circuit EBA, lors des opérations de desserrage du couvercle, sur la montée de l'activité radiologique ayant conduit à l'évacuation du bâtiment réacteur dans la nuit du 30 au 31 mai 2025.**

**Demande II.2 : Si cette analyse démontre que l'oubli du raccordement de l'événement de la cuve au circuit EBA est à l'origine de la montée d'activité en Xe 133 lors de la levée du couvercle, caractériser ce constat au titre de votre référentiel managérial de déclaration.**

### **Rupture de la plage de raccordement du disjoncteur 6,6 kV 0 LGN 032 JA**

Lors de la visite terrain du 17 juin 2025, vos représentants ont fait part du constat de la rupture d'une plage de raccordement où sont connectés les quatre câbles de la phase V venant du transformateur 2 LGR 001 TA. Ce constat a été fait dans le cadre des opérations de remplacement des câbles 6,6 kV entre le transformateur auxiliaire et le disjoncteur 0 LGN 032 JA qui alimente la chaudière auxiliaire, sans constat d'un dysfonctionnement de la chaudière ou de défaut électrique. Le disjoncteur concerné n'est pas un EIPS, car il alimente la chaudière auxiliaire, mais il est de même type que ceux étant affectés à des fonctions classées de sûreté. Le contrôle des plages de raccordement des phases V et W a permis d'identifier deux vis desserrées, une sur chaque phase. En complément de ces contrôles vous avez vérifié les huit autres disjoncteurs du même type (FR3150) du réacteur 2, ainsi qu'un échantillon de six disjoncteurs de la même famille mais de type différent (FR1250). Les actions mentionnées sont retranscrites dans le plan d'action (PA) n° 593690. Ces contrôles n'ont pas mis en évidence de nouveaux désordres et vous concluez au caractère ponctuel de l'écart. Par conséquent, vous prévoyez uniquement un contrôle sur le disjoncteur de même type alimentant la chaudière auxiliaire du réacteur 1.

Néanmoins la cause de la dégradation de la plage de raccordement du disjoncteur 0 LGN 032 JA n'est pas identifiée et les conséquences de cette dégradation auraient pu être beaucoup plus importante si le matériel impacté avait été un disjoncteur alimentant un équipement classé de sûreté.

**Demande II.3 : Dans le cadre de l'arrêt pour rechargement du réacteur 1 de Saint Alban qui débutera le 27 février 2026, contrôler les plages de raccordement des disjoncteurs FR3150 du réacteur 1 et des communs de tranche non encore contrôlés.**

Par ailleurs, d'après les échanges entre nos services, ce type de défaillance n'était pas connu et donc *a priori* non pris en compte dans les études de vieillissement, ni dans les scénarios accidentels tel que la défaillance de cause commune des tableau haute tension (DCC LH).

**Demande II.4 : En lien avec vos services centraux et à l'issue des contrôles complémentaires objet de la demande II.3, étudier et indiquer les actions de contrôle et de maintenance que seront mis en œuvre sur le parc pour éviter le renouvellement de ces désordres.**

**Demande II.5 : En lien avec vos services centraux, vérifier et indiquer à l'ASNR si ce type de défaillance est pris en compte dans l'élaboration des scénarios accidentels, notamment dans le cadre des scénarios de type DCC LH.**

### **Rayons de courbure des câbles qualifiés K1 des sondes de température RCP 107 et 307 MT**

Dans le cadre du suivi de l'arrêt, vous avez transmis à l'ASNR les PA n° 592839 et 593122 relatifs à des non-conformité du rayon de courbure des câbles de raccordement des sondes de température 2 RCP 107 et 307 MT. Les sondes raccordées à ces câbles mesurent la température des boucles du circuit primaire et sont requises en situations accidentelles. Les câbles sont qualifiés aux conditions accidentelles K1 et le respect de ces exigences de qualification passe par le respect des prescriptions des fiches des recueils des prescriptions du maintien de la qualification (RPMQ). Une de ces prescriptions concerne le rayon de courbure des câbles qui doit être supérieur à 10 fois le diamètre du câble.

Les PA susmentionnés indiquent que les rayons de courbure sont de 1 seule fois le diamètre pour le câble de la sonde 2 RCP 107 MT et de 2 fois le diamètre pour le câble 307 MT. Les PA mentionnent une justification de l'acceptabilité de ces non-respects de prescriptions issue d'une analyse précédente réalisée pour le compte du CNPE de Belleville-sur-Loire en 2023. Cette justification est basée sur le fait que la prescription d'un rayon de courbure supérieur à 10 fois le diamètre n'est pas issue du processus de qualification mais des notices des constructeurs.

En outre, lors de la visite du 21 août 2025 dans le bâtiment réacteur, les inspecteurs ont examiné les câbles objet des PA et ont constaté des craquelures au niveau de leurs coudes. La présence de ces craquelures n'était pas mentionnée dans les PA.

A la suite de ce constat, vous avez mis en œuvre une solution de réparation provisoire en surgainant les câbles avec de la gaine thermo rétractable. Vous avez également consulté vos services centraux pour connaître l'impact des craquelures sur le maintien de la qualification accidentelles des câbles.

**Demande II.6 : Transmettre, sous deux mois, la caractérisation de l'impact des craquelures constatés sur les câbles des sondes de température 2 RCP 107 et 307 MT ainsi que les actions correctives engagées, en terme de contrôles complémentaires et en terme de traitement.**

#### **Départ de feu sur le groupe électrogène de secours (GE) 1 LHU 001 GE**

Le 27 août 2025, vous avez informé l'ASNR d'un départ de feu sur le GES 1 LHU 001 GE lors de la réalisation d'un essai périodique. Lors de l'inspection du 3 septembre, les inspecteurs ont échangé avec vos représentants sur l'origine de ce départ de feu et la possibilité de survenue du même type d'événement sur le GES LHU du réacteur 2.

Concernant la cause principale de cet aléa, vos représentants ont indiqué que le départ de feu était consécutif au desserrage des sondes de température proches de l'échappement et situées pour trois d'entre elles sous le calorifuge. Initialement le couple de serrage appliqué à ces sondes était de 48 Nm. En 2023, à la suite d'un constat de desserrage des sondes de température sur le réacteur 1 du CNPE de Cattenom, le constructeur a préconisé un nouveau couple de serrage de 100 Nm. Concernant le GES du réacteur 2, le contrôle du serrage de ces sondes a été réalisé en 2023. Vos représentants excluent donc le risque de desserrage des sondes pour le GSE 2 LHU 001 GE.

Cependant, dans le cadre du traitement de cet aléa, il est apparu que seules quatre sondes ont été resserrées sur le GES 1 LHU 001 GE. Les contrôles et le resserrage des sondes de température du réacteur 1 étaient initialement prévus également en 2023, mais n'ont pas pu être réalisés, faute de ressources disponibles. Lors de l'inspection vos représentants n'ont pas pu préciser la date de l'intervention de resserrage des sondes restant à contrôler sur le 1 LHU 001 GE.

**Demande II.7 : Réaliser, dans les meilleurs délais, au plus tard au cours du prochain arrêt pour rechargement du réacteur 1, le contrôle et le resserrage des sondes de température d'échappement du GES 1 LHU 001 GE.**

#### **Absence de supports de tuyauterie du circuit EAS**

Dans le cadre du suivi des activités de maintenance de la visite partielle du réacteur 2, vous avez transmis à l'ASNR le PA n° 612930 relatif à des anomalies de supportage sur le circuit aspersion de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur (EAS). Ces anomalies sont traitées soit par remise en conformité, soit par une justification de maintien l'état.

*In fine*, les supports absents ont été ajoutés pendant l'arrêt, sauf pour le support de SF20341 de la ligne 2EAS043TY où l'ajout est impossible à cause de l'environnement. La fiche de position D455625095326 valide la tenue mécanique de la ligne de tuyauterie et des supports dans cette configuration.

Cependant la fiche de position transmise ne comporte pas tous les éléments nécessaires à la validation de la tenue mécanique des supports (comme par exemple le bilan de l'évolution des marges par rapport aux calculs précédents ou encore les efforts admissibles sur les colliers CB et PF).

**Demande II.8 : Compléter et transmettre la note de justification associée au PA 612930 comprenant les éléments manquants.**

☞ ☞

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

Sans objet.

☞ ☞

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière 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 et répondre aux demandes. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

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 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'ASNR ([www.asnr.fr](http://www.asnr.fr)).

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

**L'adjoint au chef de la division**

**Signé par**

**Richard ESCOFFIER**