

Division de Lyon

Référence courrier : CODEP-LYO-2026-016131

Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité du Tricastin
Electricité de France
CS 40009
26131 ST PAUL TROIS CHATEAUX CEDEX

Lyon, le 12 mars 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)

Lettre de suite de l'inspection réactive du 10 mars 2026 faisant suite à la mise en évidence d'un assemblage combustible resté accroché aux structures internes supérieures de la cuve lors du déchargement du réacteur n° 1

N° dossier : Inspection n° INSSN-LYO-2026-0975

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 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, une inspection réactive a eu lieu le 10 mars 2026 sur la centrale nucléaire du Tricastin, faisant suite à la mise en évidence d'un assemblage combustible resté accroché aux structures internes supérieures de la cuve du réacteur 1, détecté par EDF dans la nuit du 6 au 7 mars 2026.

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

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection réalisée le 10 mars 2026 avait pour objectif de contrôler les premières actions mises en œuvre par l'exploitant de la centrale nucléaire du Tricastin à la suite de la détection, dans la nuit du 6 au 7 mars 2026, de la présence d'un assemblage combustible (AC) resté accroché aux équipements internes supérieurs (EIS) de la cuve du réacteur n°1 lors des opérations de déchargement effectuées dans le cadre d'un arrêt programmé pour simple rechargement. Cet incident a fait l'objet de la déclaration, par la centrale nucléaire du Tricastin, d'un événement significatif impliquant la sûreté le 10 mars 2026.

Les inspecteurs ont examiné les dispositions mises en place par l'exploitant pour sécuriser l'installation et limiter les conséquences en cas de chute de l'AC. L'inspection a également été l'occasion d'échanger avec vos représentants sur les investigations déjà réalisées pour déterminer les causes possibles de l'événement ainsi que les expertises à engager. Les inspecteurs se sont également rendus en salle de commande pour examiner la mise en œuvre des actions de surveillance de la situation.

Il ressort de cette inspection que l'exploitant a correctement mis en œuvre les mesures prévues par son organisation dès la détection de l'événement, pour surveiller l'installation et garantir l'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur. Ces mesures sont notamment tirées de précédentes situations similaires survenues sur le site en 2008, 2009 et 2019. La surveillance en salle de commande est gérée via une instruction temporaire de conduite (ITC) dédiée. Lors de la visite en salle de commande, les inspecteurs ont

noté des points qui nécessitent une actualisation de cette ITC. Par ailleurs les évolutions et les motifs des évolutions de cette ITC depuis les précédents événements ne sont pas tracées.

Concernant les risques à prendre en compte, l'absence de risque de criticité en cas de chute de l'AC est démontrée par le biais d'une note transmise à l'ASNR en 2019 et qui, d'après les éléments recueillis en inspection, est applicable à la situation actuelle. Cependant, concernant l'impact et les mesures à prendre en cas de rupture des gaines de l'AC si celui-ci venait à se décrocher, vos représentants n'ont pas pu présenter aux inspecteurs l'estimation dosimétrique à prendre en compte ni les éventuels dispositifs complémentaires à mettre en œuvre pour la protection des personnels et des équipements.

L'ASNR est informée que l'exploitant prépare, en lien avec les services centraux d'EDF, une intervention de sécurisation et de décrochage de l'AC concerné, mise au point pour résoudre des situations similaires survenues sur le CNPE de Tricastin et de Gravelines. **Les modalités et conditions d'interventions devront être présentées à l'ASNR avant le début des activités dans le bâtiment réacteur n° 1 et sont susceptibles de donner lieu à de nouvelles inspections.**

A ce stade des investigations, les inspecteurs n'ont pas relevé de manquement en ce qui concerne la déclinaison du référentiel en vigueur visant à prévenir le risque d'accrochage d'AC aux structures internes supérieures de la cuve. Les causes de l'accrochage de l'AC restant à ce jour indéterminées, l'exploitant devra procéder à des expertises approfondies des équipements concernés afin de déterminer l'origine de cet événement et définir les parades efficaces propres à éviter son renouvellement.



Présentation de l'événement et des installations concernées

Le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin a été mis à l'arrêt pour simple rechargement de son combustible le 28 février 2026. Après avoir procédé aux opérations de mise à l'arrêt du réacteur, l'exploitant a engagé le 6 mars les opérations de déchargement du cœur. C'est au cours de cette opération, dans la nuit du 6 au 7 mars 2026, qu'il a détecté, lors des opérations de levée des structures internes supérieures, qu'un AC était accroché à ces structures.

Dès la détection de l'accrochage d'un AC aux structures internes supérieures, l'exploitant a interrompu ses opérations, procédé à l'évacuation du bâtiment réacteur et à son isolement conformément aux règles d'exploitation du réacteur. L'AC concerné est resté sous eau et refroidi par l'eau de la piscine du bâtiment réacteur.

Un tel événement s'était déjà produit en 2008 (deux AC restés accrochés), en 2009 (un AC resté accroché) et en 2019 (un AC resté accroché sur le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Tricastin) ; il s'était également produit (un AC resté accroché) sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines en 2009.

En 2008 et 2009, les analyses menées par EDF avaient abouti à mettre en évidence un phénomène de grippage mécanique entre les pions de centrages des structures internes supérieures et les trous d'accostage des AC. Le grippage se produit au rechargement du réacteur, lors de la repose des structures internes sur les AC par un mauvais positionnement entre les pions et les trous d'accostage : le grippage n'est cependant détecté que lors des opérations de déchargement qui se produisent à l'arrêt suivant du réacteur (de 12 à 14 mois plus tard), puisque le grippage mécanique solidarise l'AC aux structures internes qui se trouve alors « accroché » à ces structures lors de leur levée.

Pour l'événement de 2019, les analyses menées par EDF avaient identifié que les mesures préventives mises en œuvre pour éviter ce type d'aléa n'avaient pas été déclinées de façon suffisamment rigoureuse. En particulier, la qualité des contrôles télévisuels réalisés lors du rechargement précédent n'avait pas été suffisante pour vérifier la conformité des parties supérieures des AC et détecter une détérioration d'une partie supérieure de l'AC resté accroché.

EDF a déployé depuis 2009, au travers d'une disposition transitoire (DT 291 indice 1), des précautions que ses équipes doivent mettre en œuvre lors des opérations de rechargement pour éviter le renouvellement de

tels grippages. Ce document n'a pas évolué depuis 2010, les actions demandées ayant toujours été évaluées comme suffisantes par EDF. Le 23 janvier 2011, la division de Lyon de l'ASN a d'ailleurs mené une inspection lors de la levée des structures internes supérieures du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Tricastin à l'occasion de l'arrêt qui a suivi les deux cas de blocage constatés en 2008 et 2009 pour vérifier l'efficacité de ces dispositions, qui ont été appliquées au rechargement du réacteur en 2009.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

03 80

II. AUTRES DEMANDES

Limitation des conséquences sur les personnes et les équipements en cas de rupture de gaines lors de la chute de l'AC bloqué

Dans le cadre des échanges entre l'ASNR et EDF lors de précédents événements de blocage d'AC, EDF a transmis une note sur l'estimation dosimétrique en cas de chute d'AC. Cette note concluait que l'estimation dosimétrique permettait au personnel du CNPE de mettre en place des dispositifs adaptés à la protection des personnes et des équipements.

Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas présenté d'éléments d'analyse quant à la nécessité de mettre en place des dispositifs adaptés à la protection des personnes et des équipements en cas de relâchement de matières radioactives si l'AC venait à se décrocher, au regard de la note sur l'évaluation dosimétrique susmentionnée.

De plus, vos représentants ont indiqué que les accès de personnel dans le bâtiment réacteur (BR) ont été limités au strict nécessaire, avec une autorisation de la direction du CNPE. Les conditions d'intervention dans le BR sont celles usuellement retenues lorsque les sas d'accès au BR sont éclusés (accès limité à 16 personnes avec port de l'ARI¹ non capelé). Elles n'ont pas été renforcées pour prendre en compte le risque de chute de l'AC coincé et de dégradation de la première barrière en présence de personnel dans le BR.

Demande II.1 : Vérifier et actualiser si nécessaire, dans les meilleurs délais, les estimations des rejets potentiels dans le bâtiment réacteur et l'évaluation dosimétrique des personnels susceptibles d'être présents en cas de chute de l'AC. Transmettre à la division de Lyon de l'ASNR ces estimations et cette évaluation.

Demande II.2 : Sur la base de cette évaluation dosimétrique, étudier et mettre en place les éventuels moyens complémentaires nécessaires à la protection des personnes et des équipements en cas de chute de l'AC.

Accompagnement du service radioprotection des intervenants lors des accès dans le bâtiment réacteur

Consécutivement à l'événement, l'accès au bâtiment réacteur est limité à 16 personnes simultanément. L'autorisation d'accès au bâtiment réacteur est nécessairement délivrée par la direction du CNPE qui vérifie que les activités à réaliser doivent l'être impérativement. Lors des accès, le service radioprotection (SPR) accompagne les intervenants qui ont des activités en lien avec l'événement de blocage de l'AC, mais pas les intervenants qui rentrent pour des activités hors gestion de l'événement.

Vos représentants ont indiqué que cette différenciation avait pour origine de mieux encadrer les intervenants dont les interventions en lien avec la gestion de l'événement qui étaient jugées plus à risque que les autres.

¹ Appareil respiratoire isolant

Cependant, le risque principal étant le risque radiologique en cas de chute de l'AC, ce risque est présent quelle que soit la nature de l'intervention dans le bâtiment réacteur.

Demande II.3 : Mettre en place un accompagnement du SPR pour toute intervention dans le bâtiment réacteur jusqu'à la sécurisation de l'AC.

Activités à réaliser au titre des règles générales d'exploitation (RGE) impactées par l'événement

Lors des échanges avec vos représentants, les inspecteurs ont souhaité connaître les activités devant être réalisées au titre des RGE, notamment les essais périodiques, impactées par la situation actuelle et l'accès limité au bâtiment réacteur. Vos représentants n'ont pas pu préciser si des activités étaient effectivement impactées.

Cependant le représentant du service conduite a mentionné la nécessité de réaliser l'Essai périodique (EP) KRT 110, de périodicité mensuelle, qui concerne le réglage des chaînes de mesure d'activité radiologique du bâtiment réacteur avant le 18 mars 2026. Par ailleurs, lors des échanges sur la surveillance du bâtiment réacteur, vos représentants ont indiqué la nécessité de baisser les seuils d'alarme des chaînes 1 KRT 011 et 012 MA de surveillance de l'activité au niveau de la piscine. Cette modification est en cours d'instruction par vos services et fera l'objet d'une déclaration dans les jours qui viennent. Les chaînes 1 KRT 011 et 012 MA font parties de celles justifiant un accès dans le BR dans le cadre de l'EP KRT 110.

Demande II.4 : Dans le but de limiter le nombre d'accès au bâtiment réacteur, étudier la mutualisation de l'intervention de reprise des seuils des chaînes 1 KRT 011 et 012 MA et la réalisation de l'EP KRT 110.

Demande II.5 : Etablir, dans les meilleurs délais, les listes des activités requises au titre des RGE et impactées par la situation. Pour chacune, vous positionner sur la possibilité de réalisation de ces activités et démontrer l'acceptabilité de leur report. Informer l'ASNR des décisions prises pour chacune de ces activités ainsi que le cadre réglementaire (tolérance RGE ou DMT²). En l'attente, limiter au strict nécessaire les accès dans le bâtiment réacteur.

Surveillance de l'installation

La surveillance de l'installation est mise en œuvre via une instruction temporaire de conduite (ITC) qui a été rédigée à partir de celle mise en œuvre en 2019 sur le réacteur n°2. Cette ITC vise à garantir le confinement du réacteur et définit la surveillance particulière à mettre en œuvre dans le cadre de l'événement.

Lors des échanges, vos représentants n'ont pas pu présenter les modifications entre l'ITC de 2019 et celle mise en œuvre. Par ailleurs, il s'avère que cette ITC a été régulièrement modifiée, depuis sa mise en œuvre le 7 mars 2026, sans que les motifs de ces modifications ne soient tracés.

Demande II.6 : Transmettre à la division de Lyon de l'ASNR la liste des évolutions entre l'ITC de 2019 et celle actuellement appliquée.

Demande II.7 : Formaliser sous assurance de la qualité les différentes évolutions de l'ITC en précisant les motifs de ces évolutions et leur acceptabilité sur le plan de la sûreté.

Par ailleurs l'absence de traçabilité des modifications des ITC paraît concerner toutes les ITC mises en œuvre sur le site.

Demande II.8 : Mettre en place des dispositions d'évolution des ITC sous assurance de la qualité.

² Demande de modification temporaire

Lors de la visite en salle de commande du réacteur n°1, les inspecteurs ont vérifié l'applicabilité de l'ITC. Il s'avère que pour la surveillance du niveau d'eau dans la piscine du réacteur l'ITC demande de suivre régulièrement les valeurs issues des capteurs 1 RCP 012 et 098 MN. Pour ces deux valeurs, les opérateurs vérifient l'absence d'évolution sur les indicateurs. Cependant les valeurs initiales des niveaux d'eau ne sont pas historisées.

Pour la mesure issue du capteur 1 RCP 098 MN, il existe un enregistreur qui permet également de suivre l'évolution du niveau. Les inspecteurs ont pu constater l'absence d'évolution du niveau d'eau mesuré par le capteur 1 RCP 098 MN. Par contre, pour la mesure de niveau issue du capteur 1 RCP 012 MN, il n'existe pas d'enregistreur et les opérateurs n'ont donc pas de moyen simple de vérifier l'absence d'évolution de cette mesure.

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que ces mesures n'avaient pas évoluées depuis le début de l'événement et que les opérateurs avaient connaissance des valeurs initiales. Cependant, l'absence de traçabilité formalisée de la mesure du 1 RCP 012 MN ne permet pas de suivre avec précision et confiance l'absence d'évolution du niveau d'eau mesuré par ce capteur.

Demande II.9 : Modifier l'ITC pour mettre en place un outil de suivi de l'absence d'évolution de la mesure issue du capteur 1 RCP 012 MN.

L'ITC mentionne les différentes traversées enceinte qui sont ouvertes et précisent que seules celles mentionnées doivent l'être. Pourtant, les inspecteurs ont constaté que les traversées 1 ETY 007 et 008 VA étaient ouvertes alors que l'ITC ne le prévoit pas.

Vos représentants ont indiqué que ces vannes devaient rester ouvertes pour faciliter l'application des consignes accidentelles en cas de montée d'activité dans le bâtiment réacteur.

Demande II.10 : Confirmer la nécessité de maintenir ouvertes les vannes 1 ETY 007 et 008 VA. Le cas échéant, mettre en cohérence l'ITC.

Analyse des mesures préventives mises en œuvre lors du rechargement de 2025 du réacteur n° 1

Les inspecteurs ont passé en revue la mise en œuvre des différentes demandes et actions visant à prévenir l'accrochage d'AC lors du rechargement du réacteur n°1 en 2025. Ces demandes et actions sont celles mentionnées dans la DT 291 ind 1 et dans le rapport de l'événement significatif déclaré en 2019 sur le réacteur n° 2. Cet examen a mis en évidence que l'ensemble des demandes et actions ont bien été déclinées lors du rechargement du réacteur, en 2025.

Vos représentants ont également indiqué avoir réexaminé, depuis le 6 mars 2026, les contrôles visuels des jeux inter-assemblages réalisés lors du rechargement. Les inspecteurs ont noté que pour ce nouveau relevé des jeux inter-assemblages, la seule valeur notable concerne la valeur du jeu sur une face de l'AC situé en position F08 qui est celui concerné par le blocage. Vos représentants ont indiqué que cette valeur, bien que légèrement plus haute que les autres (5,5 mm alors que les autres valeurs sont inférieures à 4 mm) ne pouvait pas expliquer le blocage actuel de l'AC. Cette donnée doit être prise en compte pour la recherche des causes profondes du blocage, qui interviendra après le décrochage de l'assemblage et le déchargement des AC concernés.

Demande II.11 : Prendre en compte la valeur du jeu inter-assemblages de 5,5 mm sur une des faces de l'AC situé en position F08 dans la recherche des causes profondes à l'origine de l'événement.

Mesures prévues pour la résorption de l'aléa et la sécurisation du déchargement

EDF doit mettre en œuvre un équipement permettant de maintenir l'AC lors de la levée des EIS et de sécuriser le déchargement, qui doit faire l'objet d'essais de qualification. Le même type d'équipement a été utilisé en 2019, mais il doit être adapté à la situation précise et les intervenants doivent être formés aux différentes opérations à réaliser.

Demande II.12 Transmettre à l'ASNR, dès qu'il sera établi, le planning des activités en lien avec les essais des matériels permettant de sécuriser le déchargement de l'AC bloqué.

Par ailleurs, à la suite des événements de 2008 et 2009, en réponse au courrier ASN CODEP-DCN-2010-030847, EDF avait indiqué « *mettre en place un contrat visant à maintenir les compétences nécessaires avec le prestataire en charge des opérations de sécurisation de déblocage des AC bloqués, afin de limiter au maximum à 10 jours la durée de la situation* ». Ce contrat n'a pas été renouvelé. Actuellement le délai minimum annoncé d'un retour à la normale est de 15 jours, sans garantie, en l'absence de maintien des compétences pour une telle opération.

Demande II.13 : A l'issue de l'intervention et selon la durée finale de cette activité, réévaluer la nécessité de remettre en place un contrat de maintien des compétences pour limiter au minimum le délai de sécurisation d'un AC dans la situation rencontrée.

☞ ☞

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

Identification des causes de l'événement.

A la date de l'inspection, les causes de l'événement ne sont pas connues et les éventuelles mesures préventives visant à éviter le renouvellement de ce type d'événement ne sont pas définies.

Observation III.1 : Cet événement devra donner lieu à une analyse approfondie pour en déterminer ses causes. Le compte-rendu d'événement, qui pourra faire l'objet de plusieurs indices, devra mentionner le détail des expertises prévues sur les AC et les équipements concernés. Compte-tenu de la récurrence de cet événement sur le site du Tricastin, il devra comporter une analyse des particularités locales, intégrant les aspects liés aux facteurs organisationnels et humains. L'ASNR sera particulièrement vigilante quant à la mise en place de parades complémentaires pour prévenir le renouvellement de ce type de situation.

☞ ☞

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).

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

Le chef de la division de Lyon

Signé par

Paul DURLIAT