

Division de Châlons-en-Champagne

Référence courrier : CODEP-CHA-2026-0006507

Madame la Directrice de la centrale nucléaire de Chooz

BP 174
08600 CHOOZ

Châlons-en-Champagne, le 5 février 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
Lettre de suite de l'inspection du 20 janvier 2026 sur le thème « Conduite accidentelle - réactive suite à événement » - inspection avec entretiens

N° dossier : Inspection n° INSSN-CHA-2026-0967

Référence :

- [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] Décision n° 2014-DC-0417 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 janvier 2014 relative aux règles applicables aux installations nucléaires de base (INB) pour la maîtrise des risques liés à l'incendie
- [4] PUI de site du CNPE de Chooz référencé D454820012886 ind. 8
- [5] Compte-rendu PUI IHZC du 20 décembre 2025 référencé D454826000871 ind. 0
- [6] Décision n° 2017-DC-0592 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 13 juin 2017 relative aux obligations des exploitants d'installations nucléaires de base en matière de préparation et de gestion des situations d'urgence et au contenu du plan d'urgence interne
- [7] Relevé de décision - CSE N° 360 « Compréhension de l'origine de l'incendie et de l'AAR tr1 du 20/12/2025 »

Madame la Directrice,

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 20 janvier 2026 à la centrale nucléaire de Chooz sur le thème « Conduite accidentelle - réactive suite à événement » - inspection avec entretiens.

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 a porté sur les thèmes « Conduite accidentelle - réactive suite à événement¹ » et « Organisation de crise – PUI² », et a comporté des entretiens avec les agents impliqués dans l'événement du 20 décembre 2025.

¹ ESINB-CHA-2025-1245 « Génération du groupe 1 RCV7 et repli dans le respect de la conduite à tenir suite à une non-qualité en conduite incidentelle » et événements liés : ESINB-CHA-2025-1241 « Arrêt automatique du réacteur de CHOOZ B1 suite à la perte du vide du condenseur », ESINB-CHA-2025-1260 « Détection tardive de l'indisponibilité de la ligne d'appoint pour réalimentation de la bâche 1ASG011BA par le système SER » + ESINB-CHA-2023-0505 « Manque de fidélité conduisant à une perte d'efficacité du pilotage APE lors de l'AAR tranche 2 du 26/01/2023 »

² Plan d'Urgence Interne

Elle a comporté une présentation de l'événement (et des événements liés dont celui de 2023) par vos services.

Les inspecteurs se sont ensuite séparés durant la matinée en deux équipes, la première pour questionner l'efficacité du retour d'expérience fait par vos services de l'événement de 2023, qui semblait similaire, et la conduite spécifique aux centrales nucléaires de la génération de Chooz (conduite informatisée).

La deuxième équipe a questionné l'origine de l'événement (incendie), le contexte de fin d'arrêt pour maintenance du réacteur 1 (beaucoup d'aléas), ainsi que le déclenchement PUI qui a eu lieu dans le cadre de l'événement (avant l'arrêt automatique du réacteur).

Les inspecteurs ont ensuite réalisé durant l'après-midi six entretiens d'explicitation avec des agents occupant différentes fonctions (opérateur Réacteur « OP », pilote de tranche « PT », chef d'exploitation « CE », chef d'exploitation délégué « CED », directeur de crise « PCD1 » et chef des secours « CDS »), dans le but notamment de mieux cerner l'organisation et les activités réellement réalisées en lien avec l'événement.

Une équipe s'est enfin rendue sur les lieux du départ de feu (salle des machines du réacteur 1 où des travaux ont été réalisés dans le cadre de l'arrêt pour maintenance) puis dans les salles de commande des deux réacteurs, afin de s'entretenir sur le terrain avec les intervenants et ainsi d'apprécier leur connaissance de l'événement de 2023, de la documentation de conduite incidentelle et accidentelle et des outils associés. La salle de commande du réacteur 1 n'a été visitée que fugacement, notamment pour constater la retransmission d'images des caméras thermiques installées au niveau de calorifuges Béton entourant le groupe turbo alternateur afin de surveiller l'évolution des températures lors du redémarrage du réacteur, en cours à la date de l'inspection.

S'agissant de l'événement du 20 décembre 2025, les inspecteurs ont noté positivement la gestion satisfaisante de l'incendie, ainsi que la sérénité en salle de commande jusqu'à la relève. Toutefois, ils ont constaté des manquements pour ce qui concerne la gestion du PUI.

En ce qui concerne la gestion de la situation par l'équipe de conduite de quart, les inspecteurs retiennent que l'analyse de l'événement ne devrait pas se limiter aux erreurs humaines commises lors de l'entrée en conduite incidentelle-accidentelle (CIA) suivant l'approche par états (APE), mais devrait également traiter des causes organisationnelles qui ont conduit à l'arrêt automatique du réacteur (AAR), et *in fine* à l'entrée et à la gestion en APE (pression induite par le contexte de fin d'arrêt, tolérance au cumul de dysfonctionnements techniques connus, ...). Les inspecteurs soulignent également que, si les manquements dans les lignes de défense³ associés à l'événement n'étaient pas les mêmes que ceux associés à l'événement de 2023, le CNPE devrait s'interroger sur l'efficacité du retour d'expérience (REX) fait de cet événement dans la mesure où des actions contraires à la doctrine CIA ont été répétées dans l'événement de 2025.

Un travail reste à réaliser pour traiter l'ensemble de la problématique associée à l'événement, notamment en termes de nettoyage de la zone impactée par l'incendie, la fuite étant, à la date de l'inspection, collectée mais non résorbée. Les inspecteurs notent néanmoins, d'une manière générale, un effort particulier consacré à l'amélioration de la culture de sûreté sur le site.

Quelques axes d'amélioration sont mentionnés dans le contenu de la présente lettre. Dans certains cas, des réponses pourront être apportées par les services centraux d'EDF étant donné le caractère générique de certains aspects touchant à la conduite incidentelle et accidentelle ou au PUI.

³ Systèmes et contrôles prévus pour prévenir les accidents

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Déclenchement et mise en œuvre du PUI

L'article 7.2 de l'arrêté [2] dispose que « En situation d'urgence, l'exploitant d'une installation nucléaire de base [...] alerte sans délai le préfet, l'Autorité de sûreté nucléaire et les organismes et services extérieurs dont l'alerte est prévue dans le plan d'urgence interne mentionné au 4° du II de l'article 20 du décret du 2 novembre 2007 susvisé ; »

L'article 4.1 de la décision [6] dispose que « [...] L'exploitant met en œuvre les dispositions organisationnelles lui permettant de s'assurer que ces effectifs et ces compétences sont mobilisables à tout moment et pour une durée appropriée, et prévoyant notamment les relèves nécessaires. »

S'agissant du déclenchement et de la mise en œuvre du PUI, les inspecteurs ont constaté les faits suivants :

- le PCD1 n'a pas réalisé l'action d'alerte des astreintes à domicile [5] ;
- le PCD1 n'a donné aucune consigne pour lancer les alertes des astreintes à domicile en mode « Secours » via le Poste Central de Protection (PCP), malgré le constat que son propre moyen d'alerte à domicile n'avait pas été déclenché ;
- l'alerte des astreintes a finalement été réalisée par le PCP qui, par erreur, a de manière réflexe appliqué le mode « Secours » ;
- les astreintes ont été appelées individuellement par le PCP (en mode Secours), alors que la procédure prévoit une logique d'appel « pyramidale » : les têtes de Postes de Commandement appellent leurs collaborateurs [4] ;
- le PCD1 a eu connaissance de l'engagement du mode Secours et de l'alerte individuelle des astreintes à 5h44 via un appel au PCP, sans s'interroger sur l'engagement de ce mode et les modalités de son application, ni sur l'opportunité de revenir à un fonctionnement nominal. Pour rappel, le mode Secours doit être engagé sur demande du PCD1, en cas de dysfonctionnement du mode nominal et selon une logique « pyramidale » permettant de réduire le temps de mobilisation des astreintes [4].

L'exploitant précise [5] que cette succession de dysfonctionnements a conduit à un gréement effectif de l'ensemble des astreintes sur site à 7h35, soit plus de deux heures et trente minutes après l'atteinte du critère de déclenchement du PUI (4h44). Le PUI [4] de l'exploitant prescrit ce délai à une heure.

Ce point avait déjà fait l'objet d'une demande dans le cadre de la lettre de suite de l'inspection des 7 et 8 avril 2025 sur le site de Chooz, sur le thème de l'organisation et des moyens de crise⁴. En réponse⁵, vos services avaient précisé : « un rappel sur la mobilisation des astreintes a été réalisé auprès des astreintes Direction (PCD1) et Chefs d'Exploitation (PCL1) par mail le 16/06/2025. Ces collectifs bénéficieront d'une présentation en 2025. »

Au regard des éléments susmentionnés, les inspecteurs constatent que :

- les actions correctives mises en œuvre à la suite de l'inspection des 7 et 8 avril 2025 n'ont pas permis d'éviter la reproduction de cette erreur lors du déclenchement du PUI du 20 décembre 2025 ;

⁴ Lettre ASNR référencée CODEP-CHA-2025- 025773 du 24 avril 2025

⁵ Courier EDF référencé D4548-LE/SQA-GRY0 25-0215 du 25 juin 2025

- dans le compte rendu provisoire établi à la suite de l'événement du 20 décembre 2025 [5], une nouvelle action de « partage du retour d'expérience du PUI IHZC en collectif PCD1 » est mentionnée en réponse à la problématique de non-déclenchement des astreintes à domicile, soit une action similaire à la précédente, qui ne s'est toutefois pas avérée suffisamment efficace ;
- aucune action d'analyse des causes profondes n'a été engagée à ce stade pour comprendre la reproduction d'erreurs dans la phase d'alerte en PUI.

Demande I.1 : Analyser, sous un mois, les causes profondes ayant conduit, à deux reprises, à l'absence de déclenchement des astreintes à domicile par le PCD1. Compte tenu des éléments susmentionnés, vous interroger sur la suffisance des actions correctives engagées ; examiner notamment l'opportunité de réaliser une nouvelle formation initiale auprès du collectif des PCD1 et d'accroître les entraînements au plus près des conditions réelles de déclenchement.

Demande I.2 : Réinterroger, en lien avec vos services centraux, l'ergonomie (notamment l'absence de boucles de rappel pour les actions non rattrapables) des fiches d'actions PCD1 et PCP (*a minima*) en cas de PUI, ainsi que la robustesse des moyens télécom associés au PUI pour la centrale nucléaire de Chooz ; mettre à jour la documentation associée le cas échéant.

II. AUTRES DEMANDES

Analyse de l'événement du 20 décembre 2025 en vue d'en faire le REX

Le chapitre VII de l'arrêté [2] et notamment son article 2.7.2 dispose notamment que « L'exploitant prend toute disposition, y compris vis-à-vis des intervenants extérieurs, pour collecter et analyser de manière systématique les informations susceptibles de lui permettre d'améliorer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, qu'il s'agisse d'informations issues de l'expérience des activités mentionnées à l'article 1.1 sur son installation, ou sur d'autres installations, similaires ou non, en France ou à l'étranger, ou issues de recherches et développements. »

Pour ce qui concerne le contexte de fin d'arrêt et l'incendie initiateur de l'événement, vos services ont décidé de solliciter un comité sûreté exceptionnel (CSE). Cette instance, dont l'objectif est d'arbitrer une question Sûreté urgente et prioritaire, devait vous permettre de statuer sur la compréhension de l'origine de l'incendie et de l'AAR du 20 décembre 2025 et, en conséquence, de vous positionner sur les conditions de redémarrage du réacteur 1. Le compte rendu du CSE définit plusieurs actions devant être traitées avant le redémarrage du réacteur. Ces actions concernent notamment le remplacement de calorifuges imbibés d'huile, la mise en place d'une surveillance spécifique au regard du risque d'incendie et l'adaptation de consignes de conduite. Postérieurement au CSE, une action complémentaire a été définie à la suite d'une visite Terrain les 10 et 11 janvier 2026, mettant en évidence des calorifuges souillés non identifiés jusqu'alors (phénomène d'évaporation de l'huile non connu sauf au niveau international). Toutes ces actions ont été enregistrées dans l'outil « Caméléon ».

Par l'envoi du 26 janvier 2026, vos services ont transmis les documents demandés en inspection, notamment les commentaires associés au traitement des actions susmentionnées. Les inspecteurs notent que les actions sont déclarées réalisées ; ils ne disposent toutefois pas de l'intégralité des modes de preuve associés. Ce point pourra faire l'objet de contrôles lors d'une future inspection.

Les inspecteurs relèvent en particulier, dans le commentaire associé au traitement de l'action A0001044220 « Définir l'organisation des rondes de surveillance multidisciplinaires », la mention « Les modalités de surveillance sur le cycle à venir sont formalisées à l'occasion du redémarrage de la tranche ». Le réacteur 1 ayant redémarré, ces modalités de surveillance doivent avoir été définies.

Demande II.1 : Transmettre à l'ASNR les modalités de surveillance définies, à la suite de l'incendie et de l'AAR du 20 décembre 2025, pour le cycle en cours du réacteur 1.

Par ailleurs, le compte-rendu du CSE [7] mentionne d'autres actions de moyen terme ne conditionnant pas le redémarrage du réacteur. Les inspecteurs identifient notamment les points listés par le service Prévention des risques (SPR) et des actions de plus long terme.

Demande II.2 : Indiquer quelles sont, parmi les actions de moyen et long termes listées dans le compte-rendu du CSE [7], celles qui seront effectivement mises en œuvre. Préciser le formalisme associé au suivi de ces actions.

Lors de l'inspection, vos services ont fait mention d'expertises Génie civil (notamment sous le palier 2 du groupe turboalternateur) et du service d'inspection reconnu (SIR) s'agissant des tuyauteries sous pression et corps « HMP », pour justifier de l'absence d'impact de l'incendie sur ces équipements.

Les éléments justificatifs (fiches de position du SIR et rapport relatif au Génie civil) ont été transmis après l'inspection, les 26 et 27 janvier 2026. Les inspecteurs notent que ces éléments ont été produits postérieurement à l'inspection et au redémarrage du réacteur 1, ce qui n'est pas une bonne pratique en matière de traçabilité et de capitalisation du REX requis au titre de l'arrêté [2].

Concernant la gestion de l'événement par l'équipe Conduite, les extractions de l'outil « NOVA », réalisées le week-end avant l'inspection, ont mis en évidence que la remise en service de la décharge du circuit primaire avait été réalisée par l'équipe en place (OP-PT) avant la réorientation réalisée par l'équipe montante, ce qui n'est plus cohérent avec la chronologie des faits transmise en amont de l'inspection. Plus généralement, vos représentants ont indiqué lors de l'inspection que la chronologie globale de l'événement reste encore à consolider.

En tout état de cause, les éléments de chronologie et de contexte collectés lors de l'inspection mettent en évidence un cumul de dysfonctionnements connus qui semble avoir été un facteur important dans la survenue de l'AAR et l'entrée en CIA, notamment :

- Risque d'incendie présent depuis l'arrêt pour maintenance du réacteur 1, avec un contrôle en place jusque 20 minutes avant le départ de feu ;
- Difficultés à maintenir le vide au condenseur, en particulier à basse charge (difficultés identifiées notamment en juillet 2025 sur le réacteur 2) ;
- Anomalie de fonctionnement des chaudières « OXCA » (à la suite d'une modification datant de 1996) nécessitant une boîte à boutons pour s'affranchir des protections dans certains cas, ce qui ne figure pas dans les consignes normales d'exploitation et a conduit, *in fine*, au déclenchement des deux chaudières ;
- Anomalie de fonctionnement de la régulation d'une vanne Petit débit (ARE) avec, pour conséquence, une surveillance et des actions particulières (notamment la reprise en manuel de la vanne par l'équipe de conduite) pour maintenir le niveau du générateur de vapeur « 42 » du réacteur 1 dans la plage de fonctionnement normale.

Ces éléments sont à replacer dans le contexte spécifique de la fin de l'arrêt en cours du réacteur 1, dont le planning était déjà significativement dépassé. Ce contexte global a été de nature à générer des biais d'engagement et des effets de « tunnelisation » de la part des équipes d'exploitation.

De plus, les inspecteurs notent que des causes semblent également porter sur le fonctionnement intra et inter équipes de conduite. En particulier :

- Les deux OP et le PT semblent s'être retrouvés isolés dans leur gestion de l'APE. Ils faisaient face à une situation dans laquelle ils avaient à gérer simultanément le cumul de plusieurs dysfonctionnements, en fin de quart de nuit, avec, à l'esprit, un feu en salle des machines. Ce contexte a altéré notamment leur perception du temps, leur conférant une vision erronée de la situation. Ils pensaient qu'ils avaient très peu de temps pour remettre en service le système de décharge (RCV), ce qui les a amenés à prendre des décisions inadaptées. Il semblerait que le principe de juste interférence avec les acteurs qui géraient l'APE ait été appliqué de façon trop poussée dans le cas de cet événement, ce qui n'a pas permis de sortir les OP-PT de leur représentation erronée, ni de rattraper les erreurs humaines commises. Par ailleurs, la charge cognitive du CE en pareil cas, et notamment le volume de sollicitations auquel il est exposé dans son rôle de PCL1, interroge sur sa capacité à maintenir une attention sur le déroulement de l'APE ;
- Les modalités de réalisation de la relève, en particulier le décalage de la relève des OP et du PT, et la coordination des actions réalisées par les agents de terrain de l'équipe montante au cours de cette relève (en particulier les actions réalisées sur les chaudières auxiliaires), semblent avoir contribué à l'événement.

Par ailleurs, les inspecteurs notent l'information donnée par vos services, selon laquelle à la suite de la gestion d'un AAR intervenu quelques jours auparavant, le module informatique de sortie de l'APE n'aurait pas été déroulé jusqu'à son terme. Ainsi, des modules APE informatisés seraient restés ouverts plusieurs jours et auraient contribué à complexifier la gestion de la situation lors de l'incendie.

Enfin, la répétition, à la suite de l'événement similaire de 2023, de l'utilisation par l'équipe de quart d'une procédure de conduite normale en APE interroge sur l'efficacité des actions mises en œuvre à la suite de cet événement précédent et, plus largement, sur l'efficacité du processus de REX (en particulier la mesure de l'efficacité des actions).

Demande II.3 : Dans le cadre de l'analyse de la situation vécue le 20 décembre 2025, et de la rédaction des comptes-rendus d'événements significatifs pour la sûreté associés, rechercher les causes profondes potentielles notamment en lien avec les points suivants :

- L'impact de la gestion de la fin d'arrêt (notamment en cas de tension Planning) et de la tolérance au cumul de dysfonctionnements sur les pratiques de conduite du réacteur ;
- Le fonctionnement intra et inter équipes et, en particulier, le fonctionnement de l'équipe de conduite lors de l'APE, ainsi que le déroulement de la relève en situation dégradée et/ou incidentelle ;
- La suffisance, en matière de gestion des compétences, de la formation aux situations « dégradées » de type AAR simple qui ne nécessitent pas forcément d'entrée dans les consignes de conduite de type « ECP » ;
- La potentielle contribution de l'ergonomie de la CIA informatisée, et notamment les raisons pour lesquelles la consigne APE de remise en service de la décharge n'a pas pu être trouvée ;
- L'efficacité des actions mises en œuvre à la suite de l'événement similaire de 2023.

Compte tenu du délai pour réaliser le déclenchement de la turbine, les inspecteurs s'interrogent sur le risque d'intervenir sur une turbine en fonctionnement et en proie à un incendie, en particulier pour les agents de lutte contre l'incendie.

Demande II.4 : Vous positionner sur le risque induit pour les agents qui interviennent sur la turbine en fonctionnement et en proie à un incendie et, le cas échéant, sur l'intérêt de prioriser le déclenchement de la turbine pour protéger les agents.

Clarification de la notion de « feu maîtrisé »

L'article 3.2.2-1 de la décision [3] dispose que « les moyens d'intervention et de lutte contre l'incendie dont l'exploitant dispose en interne sont dimensionnés en application du III de l'article 2.1.1 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé. Ils sont mis en œuvre suivant une organisation préétablie par l'exploitant. Cette organisation permet de réaliser des actions dont la rapidité et l'efficacité sont compatibles avec les interventions retenues dans la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie, [...]. Elle se traduit par la définition de matériels et de personnels nécessaires à l'intervention et à la lutte contre l'incendie, en cohérence avec la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie. [...] ».

Dans le PUI en vigueur sur le site [4], le critère de mise en œuvre du PUI Incendie hors Zone Contrôlée (IHZC) est l'information donnée par le Chef des Secours de l'Equipe d'Intervention (EI) d'un feu « confirmé » hors ZC.

L'annexe du logigramme d'orientation initiale [4] aide à la compréhension de certains critères par un questionnement spécifique pour conforter la prise de décision entre le PCD1 et le CE. Ainsi, à la question « Qui a déclaré l'information du « feu confirmé » ? », la réponse attendue est « le Chef des Secours », et à la question « La mise en œuvre des moyens d'extinction par l'EI est-elle restée sans succès ? », une réponse par l'affirmative amène à considérer le feu comme un « feu confirmé ». En outre, en cas d'incertitude sur l'origine et la localisation de l'événement, l'EI procède à une « Recherche d'événement ». Le temps d'analyse est limité à 30 min au maximum et, si le doute persiste à l'issue de ce délai, le Chef des Secours doit déclarer le « feu confirmé ».

Les inspecteurs ont constaté que lors de l'événement, en plus du critère « feu confirmé » déclaré conformément à vos procédures, l'information d'un « feu maîtrisé » avait été rapidement transmise aux parties prenantes extérieures (préfecture et Autorité). Cette information a été déclarée à 5h18 [5], sans caractérisation des faits et alors même que le risque de propagation ne pouvait pas encore être écarté. Le feu n'a d'ailleurs pas pu être déclaré « éteint » avant 13h45, en raison d'une propagation lente dans des zones calorifugées autour du départ de feu initial.

Par ailleurs, le compte rendu du PUI [5] précise que la maîtrise du feu a été déclarée en raison de l'« absence de flamme ».

Demande II.5 : En lien avec vos services centraux, vous réinterroger sur les critères à considérer dans le PUI Incendie hors Zone contrôlée (IHZC), notamment pour caractériser un « feu confirmé » (critère d'entrée en PUI IHZC), un « feu éteint » (critère de sortie de PUI IHZC, en lien avec l'ASNR) et un « feu maîtrisé » (critère SDIS) ; le cas échéant, faire évoluer le PUI [4] en cohérence.

Enfin, le compte rendu du PUI [5] mentionne également qu'à 4h38 (environ 20 minutes après le départ de feu) : « PCD1 informe PCD-N de la situation : décision PCD-N de gérer avec les astreintes locales (pas de déclenchement des astreintes nationales) ». Cette décision est intervenue avant la confirmation du feu par le chef des secours (4h44) et donc l'atteinte du critère d'engagement formel du PUI IHZC. Cette décision précoce peut paraître surprenante au regard de l'état de compréhension de la situation à ce stade de l'événement ; un groupe de résolution de problèmes s'est d'ailleurs tenu avec les pompiers (SDIS) et vos services centraux, concluant à l'absence d'information, au moment de l'événement, d'une éventuelle réaction exothermique entre huile et laine de roche.

Demande II.6 : En lien avec vos services centraux, justifier la décision prise de ne pas déclencher les astreintes nationales et préciser les critères qui permettent d'appuyer cette prise de décision ; le cas échéant, faire évoluer votre documentation opérationnelle en cohérence.

Formation et entraînement des équipiers de crise

Les PCD1 font partie du vivier de personnels soumis aux exigences de formation, d'entraînement et de recyclage prévues par la décision [6].

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que la dernière observation en situation de travail relative à l'habilitation Sûreté nucléaire de niveau 4 (OST – SN4) du PCD1 en fonction lors du PUI IHZC du 20 décembre 2025 datait du 26 décembre 2024, ne comportait aucun commentaire à l'appui de l'évaluation réalisée et comportait exactement la même synthèse (points forts, points de faiblesses) que toutes les années précédentes.

Les dernières OST – SN4 transmises à l'issue de l'inspection (le 26 janvier 2026) pour le collectif des PCD1 font quant à elles apparaître des commentaires, qui pour l'essentiel ne sont toutefois pas récents.

Par ailleurs, certaines remarques telles que « compétence en cours d'acquisition » ou « une formation simulateur serait nécessaire » ne sont pas reprises au plan d'actions associé à l'OST.

Demande II.7 : Justifier la suffisance des modalités de formation (parmi lesquelles la périodicité) retenues pour les PCD1, notamment sous le prisme des constats suivants :

- Absence de commentaire pour accompagner les « observables » ;
- Pas d'OST réalisée à la maille annuelle ;
- Des actions de progrès identifiées mais non reprises en plan d'actions.

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

Intégration opérationnelle des nouvelles coordonnées de l'ASNR en situation d'urgence

Constat d'écart III.1 : Les coordonnées du centre de crise et de l'astreinte de l'ASNR ont évolué à la création de l'ASNR au 1er janvier 2025. Les nouvelles coordonnées ont été communiquées à l'ensemble des exploitants d'INB. Il a été convenu que les exploitants devaient intégrer et décliner, dans les meilleurs délais, ces nouvelles coordonnées dans leurs documentations opérationnelles. Il a toutefois été constaté lors du PUI IHZC du 20 décembre 2025 que, plus de six mois après cette notification, le CNPE n'avait toujours pas intégré ces nouvelles coordonnées.

Accès au local technique de crise (LTC)

Observation III.1 : Lors du PUI IHZC du 20 décembre 2025, le CE a initialement refusé de donner les clés d'accès au LTC à l'équipe de conduite montante, apparemment pour préserver la sérénité en salle de commande. Il pourrait être envisagé de recourir à un système par badge, moins sollicitant pour l'équipe en place.

*
* * *

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois**, à l'exception de la demande I.1 pour laquelle un délai plus court a été fixé, 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 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.

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'agrérer, Madame la Directrice, l'assurance de ma considération distinguée.

Le chef de division,

signé par

Mathieu RIQUART