

Division de Bordeaux

Référence courrier : CODEP-BDX-2025-011791

Madame la directrice du CNPE du Blayais
BP 27 - Braud-et-Saint-Louis

33820 SAINT-CIERS-SUR-GIRONDE

Bordeaux, le 18 mars 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
Lettre de suite de l'inspection du 17 février 2026 sur le thème de l'exploitation et de la conduite normale

N° dossier : Inspection n° INSSN-BDX-2026-0024
(à rappeler dans toute correspondance)

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 installations nucléaires de base ;
[3] Référentiel managérial EDF « Maîtrise de la surveillance des installations en salle de commande et en local » - D400820000213 indice 1 du 01/04/2025 ;
[4] Rapport d'évènement significatif – Réacteur 2 - Événement du 24 avril 2025 – Indisponibilité de l'enregistreur 2 REN 070 EN à la suite du remplacement de son rouleau de papier - D5150CRESS01725CDT indice 0 du 23 juin 2025 ;
[5] Lettre de suite de l'inspection de revue du 15 au 20 juin 2025 – CODEP-BDX-2025-058803 ;
[6] Référentiel managérial EDF/UNIE D455025003748 indice 0 « RM Manager la sûreté » du 1er septembre 2025 ;
[7] Note locale n° D5150NSCDT0008 indice 5 du 1^{er} décembre 2021 relative à la mise en œuvre et à l'organisation de la surveillance en local des équipes de Conduite en quart.

Madame la directrice,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en références concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 17 février 2026 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Blayais sur le thème de l'exploitation et de la conduite normale. 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'objectif de cette inspection était d'examiner par sondage l'exploitation et la conduite normale des quatre réacteurs du CNPE de Blayais. Dans ce cadre, les inspecteurs se sont intéressés principalement à :

- L'état des salles de commande ;
- Le fonctionnement des équipes présentes (opérateurs et pilotes de tranches) y compris lors des relèves et des briefings ;

- La surveillance et la sérénité dans les salles de commande ;
- La réalisation des rondes de surveillance par les agents de terrain ;
- La gestion des aléas.

En plus des salles de commande des réacteurs 1, 2 et 4, les inspecteurs se sont rendus dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires du réacteur n°4, dans le bâtiment combustible du réacteur 4, dans les bâtiments électriques des réacteurs 1 et 2 et dans les locaux des panneaux de repli des réacteurs 1 et 2.

Les inspecteurs ont constaté que le site est toujours dans une démarche de progrès dans le domaine examiné, dans la continuité de ce qui a été constaté en 2025 lors de l'inspection [5]. A cet égard, les inspecteurs ont noté positivement :

- La bonne tenue des salles de commandes et de leur documentation, et notamment le nombre limité d'instructions temporaires pour les réacteurs 3 et 4 ;
- La présence permanente des opérateurs et des pilotes de tranche en salle de commande ;
- Les passages de relève entre les opérateurs et entre les pilotes de tranches ;
- La détection et la prise en compte des alarmes par les opérateurs dès leur apparition ;
- La gestion des aléas, de par la mise en place d'une équipe de résolution de problème et la sérénité de l'équipe de conduite ;
- La réalisation des briefings des équipes de conduite en début de quart.

Néanmoins, les inspecteurs ont constaté encore des faiblesses concernant la surveillance et la sérénité en salle de commande : les tours de bloc sont perfectibles et le nombre de demandes de travaux (DT) impactant la sérénité en salle de commande est élevé sur les réacteurs 2 et 4.

De plus, les inspecteurs ont examiné la préparation par l'équipe de conduite d'une activité de consignation. Ils estiment que la préparation de ce type d'activité doit être améliorée sur le plan du contenu des dossiers d'activités « conduite » et du dialogue technique préalable à l'intervention (appelé pré-Job-briefing) entre le délégué sécurité exploitation (DSE) et les agents de terrain.

Par ailleurs, les inspecteurs ont assisté à la réalisation par l'équipe de conduite du réacteur 1 d'un essai périodique sur le Diesel Ultime Secours (DUS). Cet essai a été interrompu par le déclenchement du DUS du fait d'une température d'échappement trop élevée, qui a généré une alarme du système de détection incendie. L'interruption de cet essai a donné lieu à la mise en place par l'équipe de quart d'une démarche d'étude et de résolution de problème (ERP). Les inspecteurs considèrent que cette ERP a été réalisée de manière satisfaisante. Pour ce qui concerne l'interruption de l'essai, le CNPE devra en tirer des enseignements dans l'objectif de permettre sa réalisation satisfaisante.

Enfin, lors de leur visite terrain, les inspecteurs ont constaté quelques anomalies d'entreposage et une situation propice aux erreurs de tranches dans le local du système d'échantillonnage nucléaire commun aux réacteurs 3 et 4. Le CNPE doit remédier à toutes ces anomalies. Ils ont constaté un début d'amélioration de l'état des panneaux de replis des réacteurs 1 et 2 qui avait été identifiés comme vétustes lors de l'inspection [5].

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

II. AUTRES DEMANDES

Surveillance en salle de commande

L'article 2.5.2 de l'arrêté [2] dispose :

« I. — L'exploitant identifie les activités importantes pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.

II. — Les activités importantes pour la protection (AIP) sont réalisées selon des modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori. L'organisation mise en œuvre prévoit notamment des actions préventives et correctives adaptées aux activités, afin de traiter les éventuels écarts identifiés ».

Le référentiel managérial d'EDF [3] stipule que la surveillance en salle de commande est une AIP. Ce référentiel [3] fixe des exigences sous forme de demandes managériales avec des éléments techniques clés à respecter.

La demande managériale n°1 du référentiel [3] prescrit les principes de la surveillance des installations en salle de commande dont notamment :

- L'effectif minimum d'agents de la conduite ;
- La détection et la prise en compte des alarmes dès leur apparition ;
- La surveillance périodique des paramètres (tours de bloc) ;
- Les passages de relève entre les agents de la conduite, la traçabilité des informations ;

Les inspecteurs ont examiné par sondage la prise en compte des prescriptions de la demande managériale n°1 précitée dans les salles de commandes des réacteurs 1, 2 et 4. Ils ont constaté que l'effectif minimum des opérateurs et des pilotes de tranches ainsi que les passages de relève entre ces agents de la conduite étaient à l'attendu. Ils ont également constaté que la détection et la prise en compte des alarmes dès leur apparition étaient, elles aussi, à l'attendu.

En revanche, ils ont constaté que les tours de blocs ne sont pas effectués toutes les deux heures, ce qui constitue un écart au référentiel managérial [3] et qu'ils ne sont pas tracés sur le tableau de suivi des activités, notamment pour ce qui concerne les paramètres importants pour la sûreté.

Les inspecteurs ont également constaté sur le réacteur 4 que la surveillance globale pouvait être dégradée lors de la réalisation de certaines activités : notamment lors d'une variation de charge, les deux opérateurs étaient occupés à appliquer les procédures relatives à cette activité et la surveillance globale n'a pas été transmise au pilote de tranche.

Ces constats faits par les inspecteurs corroborent notamment les faits décrits dans le rapport d'évènement significatif EDF [4] : le dysfonctionnement de l'enregistreur 2 REN 070 EN à la suite du remplacement de son rouleau de papier le 24/04/2025 à 3H00 du matin n'a pas été détecté par les opérateurs lors des tours de bloc mais a été détecté par un ingénieur sûreté le 24/04/2026 à 9H15. Dans le rapport d'évènement [4], vous n'avez cependant retenu aucune action corrective pour ce qui concerne la qualité des tours de blocs.

Demande II.1 : Améliorer la surveillance des paramètres de sûreté dans les salles de commande des réacteurs du Blayais ainsi que la traçabilité de cette surveillance. Informer l'ASNR des actions retenues.

Sérénité en salle de commande

L'article 2.1.1 de l'arrêté [2] dispose dans son titre I :

« L'exploitant dispose, en interne ou au travers d'accords avec des tiers, des capacités techniques suffisantes pour assurer la maîtrise des activités mentionnées à l'article 1^{er} ».

La demande managériale n°5 du référentiel [3] prescrit « *La sérénité en salle de commande contribue à la qualité de la surveillance et à la maîtrise de la réalisation des activités. Elle nécessite la mise en œuvre d'attitudes et de moyens techniques et organisationnels spécifiques* ». Dans les éléments clés à respecter il est notamment précisé :

- « *Pour garantir des interactions fluides et de qualité avec les métiers, le CNPE met en place une limitation au maximum des régimes de travail nécessitant un passage en salle de commande* » ;
- « *Le CNPE assure un état technique des salles de commande pour la surveillance et l'exploitation :*
 - o *Les alarmes non prévues au titre de l'exploitation sont limitées au maximum (cible inférieure ou égale à 5). Les alarmes battantes sont traitées sans délai ;*
 - o *Les documents temporaires d'exploitation sont limités au maximum (cible inférieure ou égale à 10 CT/IT par tranche) ;*
 - o *L'état technique des salles de commandes est maintenu au meilleur niveau (cible inférieure ou égale à 15 DT (demande de travaux) concernant la salle de commande par tranche) ».*

Les inspecteurs ont examiné par sondage la prise en compte des prescriptions de la demande managériale n°5 précitée dans les salles de commandes des réacteurs 1, 2 et 4. Ils ont constaté que le nombre de personnes présentes dans les salles de commande de ces réacteurs était limité et que ces salles de commandes étaient bien tenues, en particulier au niveau de la documentation et de la propreté. Les inspecteurs se sont également rendus dans la salle de commande du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs 1 et 2 et ont pu constater également sa bonne tenue. Les inspecteurs ont aussi constaté que la documentation temporaire d'exploitation (Instructions temporaires) était à l'attendu et respectait le nombre cible par tranche prescrit par le référentiel [3]. Ces constats attestent d'une bonne sérénité dans les salles de commande et confirme les progrès du site dans ce domaine, qui avaient déjà été observés lors de l'inspection [5].

Néanmoins, les inspecteurs ont effectué les deux constats ci-après qui montrent qu'il subsiste des faiblesses dans le domaine de la sérénité en salle de commande.

Centre opérationnel d'exploitation (CODEX)

En 2025, afin d'améliorer la sérénité en salles de commande, vous avez mis en place à titre expérimental un bureau d'accueil des intervenants à l'extérieur des salles de commande, appelé CODEX. Ce bureau permet de recevoir les intervenants pour vérifier les prérequis avant les interventions, en journée, et plus particulièrement pendant les relèves de quart, afin notamment de mieux répartir les activités de maintenance sur la journée de travail.

Lors de la présente inspection, les inspecteurs ont constaté que ce bureau d'accueil n'avait pas été mis en fonction au 1^{er} trimestre 2026, notamment lors de la visite partielle du réacteur 3 qui a débuté en janvier 2026. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'expérimentation en 2025 du CODEX était satisfaisante mais qu'il n'a pas pu être mis en place au 1^{er} trimestre 2026 faute de ressources. Vos représentants ont toutefois précisé aux inspecteurs qu'il devrait être mis en place au 2^{ème} trimestre pour l'arrêt du réacteur 2.

Demande II.2 : Confirmer à l'ASNR la mise en place de ressources pérennes pour le fonctionnement du CODEX à partir du 2^{ème} trimestre 2026.

Pannes d'équipements impactant la sérénité en salle de commande

Les inspecteurs ont constaté, dans les salles de commande des réacteurs 2 et 4, l'identification de plusieurs pannes d'équipements, repérées par des disques en papier sur les commandes de ces équipements avec, sur chaque disque, un numéro de DT (6 sur le réacteur 2 et 2 sur le réacteur 4).

Ces demandes de travaux s'ajoutent à celles figurant dans la liste des 81 DT que vous avez identifiées comme ayant un impact sur la surveillance en salle de commande (15 sur le réacteur 1 ; 29 sur le réacteur 2 ; 10 sur le réacteur 3 ; 18 sur le réacteur 4 ; 9 sur les communs de tranches).

Les inspecteurs constatent que le nombre maximum cible de 15 DT par réacteur prescrit par votre référentiel managérial [3] est dépassé sur les réacteurs 2 et 4, ce qui n'est pas satisfaisant.

Demande II.3 : Transmettre à l'ASNR le bilan exhaustif de toutes les DT impactant la sérénité pour chacune des salles de commande (aussi bien celles affectant la surveillance que celles affectant le pilotage des équipements) en précisant pour chacune d'entre-elles les dates prévues pour les réparations. Justifier, pour chacun des réacteurs, l'acceptabilité de ce bilan et du délai de réparation associé à chaque DT.

Surveillance en local

Selon la note [7], la surveillance en local est principalement composée d'une ronde de relevés et d'une ronde d'observation. La ronde de relevés comprend des paramètres et informations à collecter qui sont renseignés et tracés via l'application WINSERVIR sur une tablette numérique. La ronde d'observation ne comporte pas de relevés. Elle est à organiser selon différents guides et conformément aux paragraphes « surveillance en local » des consignes systèmes. Enfin, la ronde d'observation fait appel aux facultés de l'agent de terrain dans sa capacité à détecter une situation anormale.

Les inspecteurs ont suivi un agent de terrain dans le cadre de la réalisation d'une partie de ces 2 rondes. La ronde de relevés n'appelle pas de commentaire de la part des inspecteurs.

Concernant la ronde d'observation, les inspecteurs ont constaté qu'il n'y a pas d'acte de contrôle sur la qualité des rondes des agents de terrain (par exemple sous la forme d'observation sur le terrain ou en application de la démarche de présence managériale sur le terrain). La qualité de la surveillance des installations s'inscrit pourtant dans le cadre du principe de défense en profondeur prévu par l'article 3.1 de l'arrêté [2] et doit à ce titre faire l'objet d'une évaluation rigoureuse.

Demande II.4 : Préciser le contrôle exercé pour vérifier l'atteinte du niveau de qualité attendue de la ronde d'observation conformément aux exigences de la note [7] et le suivi mis en place de ce contrôle. En cas d'insuffisance, engager les actions nécessaires pour y remédier.

Préparation d'une activité de consignation de vannes du système d'échantillonnage nucléaire (REN)

La demande n°9 du référentiel managérial EDF [6] stipule :

« Les activités ou les interventions sur l'installation industrielle font systématiquement l'objet d'une démarche d'Analyse de Risques (ADR) sur a minima les domaines de performances suivants : sûreté, sécurité, disponibilité, agression, incendie, environnement, radioprotection, transverse-organisation ».

« Une démarche ADR systématique sur l'ensemble des domaines de performance est inhérente à la nature de nos activités industrielles à risques. Elle concerne tous les métiers (exploitation, modification, maintenance, logistique, projet) et les services supports (sûreté, prévention des risques, environnement).

En phase préparation, elle fait appel au partage d'expérience collectif des situations de travail (par exemple entre la maintenance et la conduite) et à une analyse de terrain (identification des risques du métier, risques process et risques interférents ...).

La démarche aboutit à la formalisation d'une ADR recensant les principaux risques utiles aux intervenants pour la maîtrise de l'activité (le nombre de risques devra de ce fait être limité). Elle favorise le questionnement permanent des intervenants sur d'éventuels nouveaux risques (en phase d'appropriation, au pré job-briefing (PJB) le cas échéant, lors d'une prise de décision sur le terrain...). Enfin, la démarche ADR intègre le

REX et la capitalisation du dossier/de son ADR dans un objectif de Maitrise de la Qualité de Maintenance et d'Exploitation. »

Les inspecteurs ont consulté le carnet guide d'EDF relatif aux pratiques de performance humaine mis à disposition en plusieurs exemplaires dans les salles de commande. Ce carnet de 16 pages décrit de manière explicite et ergonomique les principes de performance humaine, déclinés selon trois domaines :

- L'appropriation de l'activité par l'intervenant ;
- Les 6 pratiques de Fiabilisation des Interventions (PFI) : pré job-briefing (PJB), minute d'arrêt, communication sécurisée, autocontrôle, contrôle croisé, débriefing ;
- L'adhérence aux procédures.

Le carnet précité détaille précisément l'objectif et les modalités de réalisation du PJB :

- L'objectif du PJB : *« Pour se préparer individuellement à l'action et collectivement à l'action. Pour anticiper la gestion des problèmes possibles et leurs solutions »* ;
- Quand réaliser le PJB : *« Après l'appropriation et immédiatement avant de commencer l'activité (même si elle est routinière) »* ;
- Comment est réalisé le PJB : *« En faisant s'exprimer les intervenants sur ce qu'ils ont compris de leur activité, en établissant un dialogue organisé entre les divers intervenants et un responsable connaissant l'activité, en visualisant le déroulement des différentes phases de l'activité, avec les risques et les parades associées, en citant les étapes critiques de l'activité, en précisant les points particuliers de contrôle, en imaginant les pires situations et les parades associées, en énonçant les modes de communication et de synchronisation des divers acteurs, en prenant en compte le retour d'expérience (REX) »*.

Les inspecteurs ont examiné la préparation d'une activité de consignation des vannes du système d'échantillonnage nucléaire (REN) sur le réacteur 1. Cette consignation est préalable à la dépose de protections biologiques pour permettre des relevés isométriques de tuyauteries au niveau des échangeurs REN.

Les inspecteurs ont consulté le Dossier d'Activité Conduite (DAC) de cette activité, préparé en amont par une équipe dédiée du « projet tranche en marche » (appelée PAC-TEM). Ce dossier comportait :

- Des fiches intitulées *« Demande créée/En attente de préparation »* référencée 9DC94979 et 9DI81563 ;
- Des fiches de manœuvre et des étiquettes pour les agents de terrain ;
- Une analyse de risque pour l'opérateur en salle de commande ;
- Une analyse de risque pour les intervenants qui auront à déposer les protections biologiques ;
- Un schéma mécanique du système REN avec des vannes surlignées.

Les inspecteurs ont remarqué dans ce dossier :

- Plusieurs ratures sur les fiches référencées 9DC94979 et 9DI81563, notamment sur les repères fonctionnels des échangeurs REN (repérage des réacteurs) ;
- L'absence d'analyse de risque pour ce qui concerne les agents de terrain, ce qui est contraire à la demande n°9 du référentiel managérial EDF [6].

Les inspecteurs estiment que le contenu de ce DAC n'est pas à l'attendu d'une intervention de consignation sur des éléments importants pour la protection des intérêts (EIP).

Les inspecteurs ont rencontré le Délégué à la Sécurité et à l'Exploitation (DSE) qui avait en charge le pilotage de cette activité. Les inspecteurs ont constaté une bonne connaissance du DAC par le DSE.

Ils ont assisté au PJB entre le DSE et les agents de terrain : les inspecteurs ont noté que les agents de terrain interagissaient très peu avec le DSE, ce qui est contraire au principe de dialogue du PJB tel que décrit dans votre carnet guide relatif aux pratiques de performance humaine. Les inspecteurs ont interrogé les intervenants sur les risques de l'activité et les intervenants ont immédiatement évoqué le risque d'erreur de tranche mais sans évoquer les éventuelles parades. Les inspecteurs considèrent que ce PJB n'a pas été réalisé de manière satisfaisante.

Les inspecteurs ont accompagné les agents de terrain dans le local NA293 du BAN des réacteurs 1 et 2 dans lequel se trouvent de nombreuses vannes du système REN. Ces vannes sont implantées dans des boîtes à gants. Les inspecteurs ont remarqué que les vannes des deux réacteurs et des communs de réacteurs étaient implantées dans les mêmes boîtes à gants et que les repères fonctionnels de ces vannes étaient de la même couleur, ce qui est propice aux erreurs de tranches. De plus, le local étant très encombré (échafaudage et divers matériels pour des travaux), les manomètres situés en partie supérieure des boîtes à gants, comme la lumière du local, étaient partiellement masqués.

Les agents de terrains ont procédé, comme demandé dans leur fiche de manœuvre, à l'arrêt de l'hydrogènemètre du réacteur 1. Les inspecteurs ont constaté que les deux hydrogènemètres, du réacteur 1 et du réacteur 2, sont implantés côte à côte et que l'étiquette de l'hydrogènemètre du réacteur 1 est peu visible du fait d'un éclairage hors service (néon HS).

Les inspecteurs relèvent que l'état et la configuration de ce local sont donc particulièrement propices aux erreurs de tranches.

Demande II.5 : Tirer des enseignements des constats des inspecteurs afin d'améliorer la préparation des activités de consignation/déconsignation par les agents de la conduite. Informer l'ASNR des améliorations retenues.

Demande II.6 : Améliorer l'état du local NA293 pour limiter le risque d'erreur de tranche. Informer l'ASNR des améliorations retenues.

Réalisation de l'essai périodique conduite EPC LHU 010

L'équipe d'inspection a assisté, depuis la salle de conduite du réacteur 1, à une partie de l'EPC LHU 010. Cet essai du Diesel Ultime Secours (DUS) sur banc de charge à 100 % a été interrompu (déclenchement du DUS) du fait d'une température d'échappement trop élevée, qui a généré une alarme du système de détection incendie.

L'interruption de l'EPC LHU 10 a donné lieu à la mise en place par l'équipe de quart d'une démarche d'étude et de résolution de problème (ERP). À la suite de cette ERP, le chef d'exploitation (CE) a pris la décision de reprogrammer l'EPC. Il ressort toutefois des discussions tenues en salle de commande que cette situation s'expliquerait par la mise en route trop tardive de la ventilation du DUS (DUV).

De plus, pendant l'ERP précitée, une autre alarme incendie a été déclenchée dans le bâtiment de traitement et de conditionnement des déchets (BAC) à cause de travaux qui ont provoqué un dégagement de poussière. Le permis de feu avait pourtant prévu cette situation en demandant l'inhibition de certains détecteurs incendie (mais a priori pas suffisamment de détecteurs).

Lors de ces événements les inspecteurs ont constaté que :

- L'ERP a été réalisé rapidement et a permis de prendre une décision prudente, ce qui est satisfaisant ;
- L'équipe de conduite du réacteur 1, déjà mobilisée par l'ERP relative à l'EPC LHU 010, a géré l'occurrence de l'alarme incendie du BAC de manière sereine et appropriée (en utilisant les fiches d'actions incendie à leur disposition dans l'un des meubles situés dans la salle « inter-tranche »), ce qui est satisfaisant ;
- Les fiches d'action incendie n'ont pas été rangées à l'issue de la levée de doute. Sur remarque de l'équipe d'inspection, un chef d'exploitation a rangé les fiches d'actions.

Demande II.7 : Tirer des enseignements de cette interruption de l'EPC LHU 010 pour permettre à l'avenir sa réalisation satisfaisante. Informer l'ASNR des enseignements tirés et des dispositions prises.

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE

Vétusté des panneaux de replis des réacteurs 1 et 2

Lors de l'inspection [5], les inspecteurs avaient constaté la vétusté des panneaux de replis des réacteurs 1 et 2. Ils avaient notamment relevé les points suivants :

- Les systèmes de fixation métalliques gris de plusieurs panneaux très difficiles à manœuvrer ;
- Plusieurs néons des locaux concernés hors service ;
- Plusieurs boutons de tests lampes restant enfoncés suite à leur utilisation.

Lors de la présente inspection, les inspecteurs se sont à nouveau rendus dans les locaux des panneaux de replis et ont pu constater un début d'amélioration :

Constat III.1 : Les systèmes de fixation métalliques des panneaux ont été remplacés et les panneaux sont dorénavant manœuvrables aisément, ce qui est satisfaisant.

Constat III.2 : Les boutons des tests de lampes ne restent plus enfoncés à la suite de leur utilisation, ce qui est satisfaisant.

Constat III.3 : Il subsiste un néon qui ne fonctionne pas dans l'un des panneaux. Les vitres des panneaux sont très sales (sur la face intérieure) ce qui rend difficile la lecture des indicateurs. De plus, plusieurs boutons de tests lampes n'ont aucun effet lorsqu'ils sont enfoncés.

Autres constats des inspecteurs sur le terrain

Lors de leurs visites sur le terrain, les inspecteurs ont effectué les constats suivants qu'il convient de traiter.

Constat III.4 : Présence d'un entreposage sur le palier 7 m du bâtiment électrique des réacteurs 1 et 2 dont la date est dépassée sur la fiche d'entreposage.

Constat III.5 : Présence de déchets de vinyle blanc abandonnés dans le local électrique L406 situé dans le bâtiment électrique des réacteurs 1 et 2.

Constat III.6 : Repli de chantier non à l'attendu dans le local 4K057 avec un échafaudage non conforme et des entreposages non identifiés dans la fiche d'entreposage.

Constat III.7 : Les rayons de courbure des câbles du ventilateur 4DVS007ZV sont faibles.

*
* *

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'ASNR (www.asnr.fr).

Je vous prie d'agréer, Madame la directrice, l'assurance de ma considération distinguée.

L'adjointe au chef de la division de Bordeaux de l'ASNR,

SIGNE PAR
Séverine LONVAUD