

CODEP-OLS-2021-032082

Orléans, le 5 juillet 2021

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de  
Production d'Électricité de CHINON  
BP 80  
37420 AVOINE

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Chinon – INB n° 107 et 132  
Inspection n° INSSN-OLS-2021-0688 du 15 juin 2021  
« Systèmes de sauvegarde »

**Réf. :** [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 installations nucléaires de base

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 15 juin 2021 au CNPE de Chinon concernant certains systèmes de sauvegarde et des systèmes électriques importants.

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par l'inspecteur.

### **Synthèse de l'inspection**

L'inspection en objet visait à vérifier les dispositions organisationnelles et de maintenance mises en œuvre concernant divers équipements identifiés « de sauvegarde » ou relevant des « systèmes électriques » selon l'organisation du CNPE.

Dans ce contexte, l'inspection a consisté en une présentation par l'exploitant de son organisation pour réaliser les bilans de fonctions associés aux matériels faisant l'objet du contrôle de l'ASN :

- circuit d'injection de sécurité (RIS),
- circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG),
- les groupes électrogènes de secours à moteur diesel (LHP et LHQ notamment),
- la source d'alimentation électrique ultime (LLS).

Les contrôles effectués par sondage sur ces matériels ont concerné les bilans de fonctions associés, la maintenance des matériels, l'analyse des écarts affectant certains équipements, la connaissance du retour d'expérience (REX).

Une visite de terrain est venue compléter l'inspection avec un contrôle du groupe électrogène de secours à moteur diesel LHQ du réacteur 1 et par les locaux ASG de ce même réacteur.

Si ces contrôles de terrain n'ont pas révélé d'écart significatif dans l'entretien et l'état des matériels, l'analyse documentaire a révélé de nombreuses anomalies, approximations ou manque d'enregistrement qui imposent donc au site de réinterroger son organisation interne concernant les travaux effectués par ses prestataires.

Parallèlement, les inspecteurs ont regretté l'absence de disponibilité de certaines informations ou de plans permettant un contrôle de terrain adapté. Plusieurs compléments et précisions doivent en conséquence être fournis à l'ASN par l'exploitant et des contrôles de terrains pourront être reconduits lorsque les plans de montage de certains supportages auront été transmis à l'ASN.

∞

## **A. Demandes d'actions correctives**

### Fin de l'analyse de second niveau des contrôles

L'arrêté [2] impose, en son article 2.4.1, que :

I. — *L'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1.*

II. — *Le système de management intégré (ndr : SMI) précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre aux objectifs mentionnés au I. Il est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1<sup>er</sup> 1.*

III. — *Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant :*

- *d'identifier les éléments et activités importants pour la protection, et leurs exigences définies ;*
- *de s'assurer du respect des exigences définies et des dispositions des articles 2.5.3 et 2.5.4 ;*
- *d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ;*
- *de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience ;*

— *de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise.*

Pour sa part, l'article 2.5.4 de ce même arrêté demande que :

I. — *L'exploitant programme et met en œuvre des actions adaptées de vérification par sondage des dispositions prises en application des articles 2.5.2 et 2.5.3 ainsi que des actions d'évaluation périodique de leur adéquation et de leur efficacité.*

*Les personnes réalisant ces actions de vérification et d'évaluation sont différentes des agents ayant accompli l'activité importante pour la protection ou son contrôle technique. Elles rendent compte directement à une personne ayant autorité sur ces agents.*

II. — *Lorsque les activités importantes pour la protection ou leur contrôle technique sont réalisées par des intervenants extérieurs, ces actions de vérification et d'évaluation constituent une action de surveillance des intervenants extérieurs concernés (...).*

Pour répondre à ces dispositions, vous avez mis en place un contrôle par sondage des travaux réalisés par vos prestataires lors de la remise de leur rapport de fin d'intervention (RFI). Ce contrôle reposait historiquement sur un contrôle de 1<sup>er</sup> niveau (dit « A1N ») suivi à froid, parfois avec une échéance lointaine par rapport à l'activité réalisée, d'un contrôle de second niveau (dite « A2N »).

La note de votre système de management intégré référencée D.5170/NR.484 et relative à ces contrôles est aujourd'hui annulée car l'analyse 2<sup>ème</sup> niveau n'est plus une exigence à EDF. Pour certaines activités (des essais périodiques du service « Conduite » notamment), ce contrôle de second niveau a été remplacé par un second contrôle de 1<sup>er</sup> niveau mais pour lequel les exigences de compétence des intervenants qui en ont la charge peuvent être allégées.

La fiche de votre SMI relative aux fondamentaux métiers n°16 (référéncée FDX16) identifie la suppression de l'analyse 2N. Cette modification repose sur le courrier EDF D4008.10.11.15.0475 du 10 décembre 2015 qui précise notamment que *la suppression du contrôle de second niveau est une opportunité pour redonner du sens aux gestes réalisés en fin d'intervention, rappeler les fondamentaux métiers, clarifier les responsabilités entre contrôle et analyse avant clôture de l'activité.*

Les inspecteurs se sont donc attachés à vérifier la qualité des analyses 1N réalisées sur divers rapports de fin d'intervention (RFI) produits dans le cadre de la maintenance de matériels importants pour la protection des intérêts et relatifs notamment aux « systèmes de sauvegarde » (2EAS001PO, 2ASG001PO, 4ASG003PO, 3ASG002MO) et aux « systèmes électriques » (2LLS001TC).

De cette analyse, dont les résultats vous ont été présentés en inspection, il apparait que le contrôle demandé par la fiche FDX16 et qui demande que l'agent en charge de l'analyse 1N s'assure que les documents (...) sont correctement renseignés n'a pas été mené avec la rigueur attendu. En effet, l'ASN a relevé de nombreux écarts concernant :

- les signataires des activités et des contrôles techniques qui ne respectent pas les organigrammes fournis,
- des activités et le contrôle technique afférant signés par le même intervenant,
- des écarts nécessitant une information d'EDF sans qu'on retrouve la trace de cette information dans le RFI,
- des erreurs de calcul,
- un contrôle techniques signé, a priori, alors que les remontages effectués ne pouvaient permettre sa bonne réalisation,
- des anomalies dans des charges d'huiles sans identification des causes potentielles desdites anomalies,
- des ratures introduisant un doute dans la réalité des informations chiffrées présentées,...

Ces anomalies ont été détectées par la simple lecture des dossiers que vous avez transmis à l'ASN, elles auraient donc dû être identifiées par vos contrôleurs de 1<sup>er</sup> niveau.

Les inspecteurs ont également souhaité savoir comment la note D4008.10.11.15.0475 de clarification et simplification du processus de clôture des activités de maintenance avait été présentée aux métiers et quelles étaient les actions de sensibilisation mises en œuvre pour *redonner du sens aux gestes réalisés en fin d'intervention, rappeler les fondamentaux métiers, clarifier les responsabilités entre contrôle et analyse avant clôture de l'activité.*

Aucune précision n'a pu être donnée sur le sujet en inspection.

**Demande A1 : je vous demande de renforcer et de compléter au besoin votre organisation actuelle pour vous assurer :**

- de la compréhension et de l'adhésion des agents en charge des contrôles de 1<sup>er</sup> niveau à l'importance de leurs vérifications qui s'inscrivent dans un contexte réglementaire mais qui, surtout, permettent de s'assurer de la disponibilité et du maintien de la qualification des matériels,
- de l'absence de dérive de la qualité des contrôles 1N dans le temps (par une vérification par sondage par exemple des RFI validés).

**Vous m'informerez des actions engagées en ce sens.**

**Demande A2 : je vous demande d'analyser l'impact potentiel sur le matériel (et sa disponibilité) pour ce qui concerne :**

- l'absence d'information apparente d'EDF en cas d'écart si une course est non conforme sur 2LLS001TC,
- la charge d'huile remplacée sur la pompe 4ASG003PO sans recherche des causes et conséquences potentielles de la présence de particules détectées.

**Vous me transmettez vos conclusions sur le sujet.**

∞

### Bilan de fonction

Comme rappelé précédemment, l'article 2.4.1 de l'arrêté [2] précise l'importance du recueil et de l'exploitation du retour d'expérience.

Lors de l'analyse des bilans de fonctions « système de sauvegarde » et « systèmes électriques », les inspecteurs ont constaté que les bilans s'appuyaient notamment sur une extraction des écarts relevés sur les matériels pendant l'année examinée (2020 en l'occurrence), et qu'ils dressaient le bilan de ceux qui étaient corrigés, soldés (définition des actions préventives et correctives réalisées mais pas encore obligatoirement totalement mises en œuvre) ou encore en cours.

Ces bilans ne font cependant pas état des écarts antérieurs non soldés qui peuvent impacter, par cumul, la disponibilité des matériels. Un rapide contrôle par sondage a permis aux inspecteurs d'identifier qu'il subsistait des écarts des années antérieures (2017, 2018 et 2019) non pris en compte dans le bilan système de l'année 2020.

Enfin, certains constats concernant les systèmes de sauvegarde ou les systèmes électriques n'ont pas été identifiés comme « écarts » au titre de l'arrêté [2] alors que pour certains, ils concernent des écarts de conformité. L'absence de classement adéquat de ces écarts obérera votre capacité d'analyse de l'efficacité des mesures préventives et correctives qui seront prises sur ces sujets.

**Demande A3 : je vous demande de tenir compte de l'ensemble des écarts affectant un matériel lorsque vous faites les bilans de fonctions associés et de ne pas vous limiter aux écarts de l'année étudiée, et ceci afin d'avoir une vision précise et exhaustive de l'état et de la disponibilité dudit matériel.**

**Au besoin, les outils permettant d'automatiser la construction des indicateurs utiles à l'établissement des bilans de fonction devront être adaptés (avec l'appui de vos services centraux si nécessaire).**

**Je vous demande enfin de vous assurer, par un contrôle exhaustif des constats affectant les systèmes EAS, RIS, LLS, ASG et LHx, que tout constat relatif à un écart de conformité est correctement identifié comme écart « O » dans votre système d'enregistrement.**

**Vous me rendrez compte des actions engagées pour répondre à ces demandes.**

∞

Dans les dossiers (RFI) analysés, les inspecteurs se sont attachés à identifier les activités importantes pour la protection (AIP) ou encore les exigences définies retenues pour les matériels EIP (éléments importants pour la protection) concernés. Seuls les analyses de risques consultées identifient qu'en cas de possibilité d'impact sur une fonction de sûreté *il y aura intégration dans les procédures des critères attendus (couples de serrage, utilisation de pièces de rechanges fournies par l'exploitant...)*. Parallèlement, les dossiers de suivi d'intervention (DSI) peuvent renseigner les intervenants sur les activités identifiées comme AIP.

Vous avez précisé que l'information des prestataires en cas 1 (utilisant leur propre documentation) concernant les EIP et AIP se faisait via le cahier des clauses techniques particulières (CCTP) associé à l'activité sous-traitée.

Cette solution peut-être acceptable si les intervenants identifient bien l'importance et la rigueur à apporter à leurs gestes techniques lorsqu'il s'agit d'AIP :

- l'absence de renseignement dans un RFI de l'identification de la clé dynamométrique utilisée pour appliquer un couple de serrage requis sur un matériel qualifié révèle un manque de rigueur qui interpelle quant à la compréhension de l'importance d'une AIP,
- l'absence d'identification d'AIP dans le DSI du chantier réalisé sur la pompe 2ASG001PO et référencé N° 100308697/2ASG001PO introduit un doute quant à la suffisance des CCTP pour identifier l'importance des couples de serrage à appliquer sur un matériel qualifié.

A noter que ces écarts n'ont pas été vus par vos soins lors de l'analyse 1N.

**Demande A4 : je vous demande de vous assurer que les prestataires intervenant sur les matériels de sauvegarde ou les systèmes électriques importants (et les EIP plus largement) disposent de l'ensemble des éléments leur permettant d'apprécier les enjeux associés à leurs activités et que ces activités (comme les moyens de les réaliser) soient enregistrées avec rigueur.**

**Vous me préciserez les actions engagées en ce sens.**

∞

#### Etat des matériels

Les contrôles du diesel LHQ du réacteur n°1 effectués par les inspecteurs n'ont pas mis en évidence de fuites d'huile, d'eau et d'air (contrôle au mille bulles effectués par les inspecteurs sur les parties des matériels accessibles) et ont permis de constater un bon état apparent du moteur.

Cependant, concernant les colliers de maintien de différentes tuyauteries associées à ce diesel, ils ont constaté :

- un collier cassé et des colliers qui semblent absents au regard des traces relevées sur les tuyauteries et des orifices permettant la fixation desdits colliers (en zone des échangeurs en « toiture »),
- des montages hétérogènes dans le local moteur avec des supportages meulés, d'autres non modifiés malgré leur proximité avec des canalisations grignotées, des colliers absents.

Il convient de vous assurer de l'innocuité de ces constats.

**Demande A5 : je vous demande d'analyser l'impact des constats ci-dessus. En cas de remise en cause de la disponibilité des équipements associés, vous y remédiez au plus tôt selon l'analyse de nocivité effectuées.**

**Vous me rendrez compte de vos conclusions en la matière.**

∞

## **B. Demandes de compléments d'information**

### *Prise en compte du retour d'expérience (REX)*

Lors de l'inspection, l'ASN vous a présenté plusieurs REX dont vous aviez connaissance et également un événement relatif à un défaut d'étanchéité d'un raccord vissé VEBEO du circuit d'eau de refroidissement d'huile des motopompes ASG survenu en 2014 lors du redémarrage d'un réacteur.

Selon l'analyse d'EDF, ce type de raccord à compression peut se desserrer sous l'effet des vibrations en fonctionnement. Par conséquent, il conviendrait de s'assurer du bon serrage du raccord en cas d'intervention de maintenance ainsi que périodiquement au titre du programme de base de maintenance préventive (PBMP). Or il n'existe pas d'exigence de couple de serrage définie dans le référentiel prescriptif pour ce raccord, ni de tâche de PBMP associée. Aussi, en 2014 l'exploitant du CNPE concerné a mis en place une action générique d'ajout d'une tâche de contrôle périodique du serrage de ce raccord dans le PBMP.

Ce REX était en veille jusqu'à la survenue des deux nouveaux événements similaires (fuite sur un raccord « VEBEO ») en 2020 et 2021 sur des pompes ASG. Selon les informations collectées en inspection, il n'est cependant pas connu des agents de votre CNPE.

**Demande B1 : je vous demande de me préciser les dispositions mises en place sur Chinon pour prendre en compte le retour d'expériences du possible desserrage des raccords « VEBEO ».**

∞

### *Conduite des installations et alarme associée au niveau de la bache ASG*

Dans le cadre de leur analyse du bilan de fonction « systèmes de sauvegarde », les inspecteurs ont constaté la pose de plusieurs groupes 1 fortuits concernant le niveau insuffisant d'une bache ASG.

Le bilan de cette fonction précise *que les événements associés au niveau de la bache ASG inférieurs à son niveau max en RP ne sont pas pris en compte dans la requête du national lorsque ces derniers ont une durée inférieure à 45 min. Ce délai de 45 min correspond au temps habituellement nécessaire pour démarrer le dégazeur ASG et faire l'appoint à la bache dans des conditions normales de fonctionnement. Cependant si l'évènement dans le cahier de quart n'est pas renseigné correctement (« ASG » ou simplement « 6 » au lieu de « ASG6 ») les événements apparaîtront (La présence de minuscule ou majuscule est prise en compte).*

Ainsi :

- l'analyse globale, comme signaux faibles, de ces groupes 1 peut être rendue difficile, d'une année sur l'autre, du fait d'un enregistrement dans le cahier de quart de la conduite des tranches qui peut être hétérogène,
- l'impact sûreté de ces mêmes événements est difficilement appréciable du fait de la prise en compte ou non, toujours du fait de la forme de l'enregistrement dans le cahier de quart et du délai de 45 min nécessaire à la mise en œuvre du dégazeur qui permet d'alimenter la bache ASG en eau de qualité nucléaire.

**Demande B2 : je vous demande de m'informer des dispositions qui vont être prises pour homogénéiser les pratiques d'enregistrement des groupes 1 sur niveau bas bache ASG.**

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé que pour le maintien du niveau des baches ASG, les opérateurs conduisaient « à l'alarme », le système imposant que l'évènement apparaisse et que le groupe 1 associé soit posé, pour engager l'appoint à la bache concernée. Cette conduite « à l'alarme » paraît inadaptée même si le fait de poser l'évènement permet de s'assurer du respect de la conduite à tenir et des règles de cumul d'évènement.

**Demande B3 : je vous demande de me justifier ce qui empêche, techniquement, d'anticiper la baisse de niveau dans les baches ASG pour engager l'appoint à ces baches sans attendre l'apparition d'une alarme de niveau et la pose de l'évènement de groupe 1 associé.**

Vous avez précisé, sur la base d'une fiche question/réponse interne (FQR) produite par les ingénieurs sûreté, que l'impact sûreté de la baisse de niveau d'une bache ASG était négligeable dès lors que l'appoint était réalisé en moins de 45 min (démarrage du dégazeur compris). Cette position ne semble cependant pas reposer sur une analyse de sûreté formalisée.

**Demande B4 : je vous demande de me transmettre (analyse sûreté ou de non régression) tout élément justifiant l'innocuité d'un délai de 45 min retenu pour permettre de retrouver le niveau d'une bache ASG.**

80

#### Informations en attente

Lors de l'analyse du RFI de la dernière visite complète d'une turbine LLS les inspecteurs ont noté que des valeurs d'emboîtement étaient non conformes et que le site attendait depuis plusieurs mois un positionnement du bureau méthode concernant le mode opératoire qui pourrait être non conforme, alors que le matériel avait été remis en service.

A noter également qu'un jeu entre noix et guide est supérieur de 1 micron à l'attendu (cote relevée avec rature de 52,080 pour un maxi de 52,079).

Concernant le RFI relatif à l'activité fortuite sur la pompe 2EAS001PO en 2021 (dépose de l'hydraulique pour remise en conformité du sens de montage du rouet suite à l'essai périodique EAS041 non satisfaisant), un positionnement de l'UNIE a permis de remonter ledit rouet malgré la présence d'indications.

**Demande B5 : je vous demande de me transmettre :**

- le résultat de l'analyse du bureau méthode dès réception et de me préciser vos conclusions concernant les écarts détectés,
- le positionnement de l'UNIE justifiant le remontage du rouet malgré les indications relevées.

Les analyses de plusieurs essais périodiques référencés RIS140 mettent en évidence des difficultés de réglage pour obtenir les paramètres de débit ou de pression maximale appropriés.

Vous avez envisagé de faire reprendre la cylindrée de la pompe par le constructeur, reprise qui ne s'est plus avérée nécessaire une fois réglée la pression d'huile motrice.

En tout état de cause, vous avez indiqué que la pose d'un kit VD3 (à déployer autour de trente cycles) solderait la problématique et que la reprise de la cylindrée était cependant toujours envisagée en cas de nouvelle difficulté de réalisation de l'EPC RIS140 avant la pause dudit kit (uniquement réalisable par le constructeur et devant être lissée sur l'ensemble du parc).

**Demande B6 : je vous demande de me transmettre le planning de déploiement du kit VD3 et de me confirmer que l'intervention sera réalisée au plus tôt sur les pompes concernées de Chinon.**

Seuls les plans de montage des pompes et turbopompes ASG ainsi que le renforcement des supportages/ancrage d'un séparateur ont pu être fournis lors de l'inspection alors que l'ordre du jour demandait la mise à disposition des *Plan de montage des supportages de (...) ASG tr 1 et 2*. En l'absence de ces plans il n'a pas été possible aux inspecteurs de vérifier la conformité des montages effectués, les plans isométriques disponibles ne permettant de connaître que leur emplacement attendu.

Par ailleurs, les inspecteurs vous ont fait remarquer que les repères des dits plans isométriques ne correspondaient pas aux repérages en place localement (notamment en W237)

**Demande B7 : je vous demande de me transmettre les plans de montage de l'ensemble des supportages des canalisations et matériels (hors pompes et dégazeur) ASG du réacteur n°1 situés hors BR.**

**Vous identifierez également les supportages qui ont fait l'objet d'un renforcement pour résorber les écarts constatés.**

**Vous me préciserez par ailleurs les dispositions qui vont être prises pour vous assurer de l'adéquation des repérages des supportages ASG entre les plans isométriques et la réalité de terrain.**

EC 550 relatif aux défauts de freinage des brides à l'aspiration des pompes EAS

Concernant l'écart de conformité 550 relatif aux défauts de freinage des brides à l'aspiration des pompes EAS, EDF s'est engagé auprès de l'ASN à finaliser ses contrôles en 2021 pour le site de Chinon B2 et B3.

**Demande B8 : je vous demande de me transmettre les résultats de ces contrôles, avec les écarts constatés et les suites données, dès finalisation.**

☺

Ancrages / supportage et collectifs sûreté

Le bilan des contrôles effectués par le CNPE sur les ancrages de divers robinets à commande déportée transmis après l'inspection montre divers écarts qui ont été justifiés ou réparés.

L'ASN relevant cependant régulièrement des écarts entre les informations qui lui sont transmises concernant la conformité des supportages et des ancrages contrôlés par EDF et ses propres observations de terrain et au regard de différents retours d'expérience négatifs sur le sujet sur la plaque Centre-val de Loire (constats récurrents de freinages inadaptés, supportage bloqués...), les inspecteurs ont souhaité connaître l'analyse qui en avait été faite au sein du collectif « sûreté » au sein du CNPE.

Ces informations n'étaient pas disponibles le jour de l'inspection.

**Demande B9 : je vous demande de m'indiquer quel était le retour d'expérience tiré pas le collectif « sûreté » de Chinon concernant les écarts récurrent constatés par l'ASN concernant les fixations supportage d'EIP et notamment d'équipements de sauvegarde ou électriques importants.**

☺

**C. Observations**

Disponibilité des diesels et des circuits RIS

**C1 :** au regard des menaces mises en évidence par le bilan de fonction « sources électriques » concernant les diesels LHx, l'ASN souligne la faible robustesse apparente de ce système.

Concernant le système RIS, vous identifiez une amélioration du bilan de fonction 2020 au regard de celui de 2019 mais l'ASN a souhaité attirer votre attention sur les faiblesses que vous rencontrez régulièrement (sauf en 2020) sur les pompes RIS021 et 022PO.

### Essais périodiques contrôlés

**C2** : les inspecteurs ont vérifiés plusieurs essais périodiques lors de l'inspection du 15 juin :

- EPC RIS040 (injection de la cartouche de bore) réalisé sur 4RIS000SYST le 1/06/2020 et réalisé le 20 avril 2019,
- EPC EAS042 (contrôle des paramètres de EAS 002PO sur Q Nul) réalisé le 8 octobre 2020,
- EPC EAS042 (contrôle des paramètres de EAS 002PO sur Q Nul) réalisé le 3 mai 2019,
- EPC EAS042 (contrôle des paramètres de EAS 001PO sur Q Nul) réalisé du 4 au 5 mai 2020,
- EPC ASG143 (essai turbopompe ASG003PO sur débit nul) réalisé du 17 au 18 décembre 2020,
- EPC RIS30 : résultat non à l'attendu (sur un contacteur) du fait d'une condamnation mère posée mais sans impact sur les critères à vérifier.

Ces essais n'ont pas révélé d'anomalie.

### Fondamentaux métiers

**C3** : les inspecteurs ont attiré votre attention sur la fiche FDX16 indice 3 du 1<sup>er</sup> avril 2018 et relative aux fondamentaux métiers qui fait encore référence à l'arrêté « qualité » du 10 août 1984 abrogé depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013.

### Présence de plomb

**C4** : lors de la visite des locaux diesel LHQ du réacteur n°1, des dispositions particulières d'accès aux étages des réfrigérants étaient en place (port de sur bottes notamment) pour cause de présence de plomb dans des peintures selon vos informations. Ces éléments d'information ont été transmis à l'inspection du travail en charge de votre CNPE.

### Disponibilité des documents en inspection

Vous avez pu transmettre de manière réactive, après l'inspection, plusieurs documents non disponibles sur site le 15 juin 2021. Il n'en reste pas moins que l'annonce d'une inspection doit vous permettre d'identifier les présences de personnels et disponibilités documentaires utiles à son bon déroulement, la lettre de suite et ses délais de réponse ne pouvant servir de valeur d'ajustement en cas de difficultés.



Vous voudrez bien me faire part, sous deux mois, 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.

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'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

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

Le Chef de la division d'Orléans,

Signée par : Arthur NEVEU