

DIVISION D'ORLÉANS  
CODEP-OLS-2018-008541

Orléans, le 15 février 2018

Monsieur le Directeur du Centre nucléaire de  
Production d'Electricité de  
BELLEVILLE-SUR-LOIRE  
BP 11  
18240 LERE

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Belleville-sur-Loire – INB n° 127 et 128  
Inspection n° INSSN-OLS-2018-0598 du 6 février 2018  
« Systèmes de sauvegarde (PTR, RIS, EAS et ASG) »

**Réf. :** Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection courante a eu lieu le 6 février 2018 au CNPE de Belleville-sur-Loire sur le thème « Systèmes de sauvegarde ».

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

### **Synthèse de l'inspection**

L'inspection du 6 février 2018 avait pour objectif de contrôler les dispositions mises en place par le CNPE pour s'assurer de la disponibilité et du bon entretien des systèmes de sauvegarde. Les inspecteurs se sont principalement intéressés au système d'injection de sécurité (RIS), au système d'aspersion de l'enceinte de confinement (EAS), au système de refroidissement et de traitement des piscines d'assemblage combustible (PTR) ainsi qu'au système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG).

Dans ce cadre, les inspecteurs ont examiné l'état d'avancement de plusieurs intégrations du prescriptif concernant les règles générales d'exploitation (RGE) afférentes aux systèmes précités. Ils ont également contrôlé, par sondage, la réalisation d'essais périodiques (EP) et d'opérations de maintenance sur plusieurs matériels de ces systèmes de sauvegarde, en examinant les gammes opérationnelles renseignées.

Les inspecteurs se sont également intéressés aux derniers bilans de santé des systèmes (à l'exception du système ASG) ainsi qu'au traitement de certains écarts suivis par l'exploitant. Enfin, les inspecteurs ont vérifié, par sondage, la mise en œuvre effective de différentes dispositions prises par le CNPE à la suite d'évènements significatifs et/ou d'inspections.

Par la suite, les inspecteurs se sont rendus dans l'îlot nucléaire du réacteur n°1, notamment le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) et le bâtiment des auxiliaires de sauvegarde (BAS), afin d'y contrôler l'état des installations et des matériels.

Les documents examinés ont révélé plusieurs écarts nécessitant de mettre en place des actions curatives et correctives robustes pour éviter leur reconduction.

Les équipements contrôlés ne présentaient pas d'anomalies apparentes, mais des défauts de propreté (traces d'huile, de bore et de soude) ont toutefois été observés.

Des constats concernant les systèmes de sauvegarde du réacteur n°2 avaient également été observés lors de l'inspection du 17 au 18 janvier 2018. Ces derniers sont repris dans la présente lettre.

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

##### *Examen des gammes de maintenance*

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont consulté des gammes de maintenance de matériels importants pour la sûreté (EIP).

Dans la continuité des constats réalisés lors de l'inspection du 9 octobre 2017, il s'avère que la quasi-totalité des gammes examinées par les inspecteurs comporte encore des erreurs, des valeurs non renseignées, des corrections manuelles non identifiées, des incohérences ou des points d'arrêts non levés.

Les gammes de maintenance et documents associés, examinés en séance, concernaient les matériels :

- 2PTR022PO (visite complète réalisée en 2017) ;
- 1ASG032PO (visite complète réalisée en 2017) ;
- 1ASG041TC (visite complète réalisée en 2017) ;
- 1RIS041PO (visite complète réalisée en 2017) ;
- 1RIS049VP (visite servomoteur K3 réalisée en 2017) ;
- 2EAS061VN (visite servomoteur réalisée en 2013) ;
- 1EAS051PO (échange standard de la pompe réalisé en 2017).

Ce contrôle a permis d'identifier les écarts concernant :

- La rigueur apportée à la qualité des documents :
  - o Absence d'indication systématique de la date de validité des outillages de métrologie utilisés ;
  - o Défauts d'assurance qualité : quelques points d'arrêts (surveillance exercée par EDF en application de l'arrêté INB) non levés ;

- Des écarts aux valeurs attendues :
  - o Valeurs de critères raturées ou corrigées à la main sans justification ;
  - o Valeurs non renseignées lors de relevés à effectuer après montage ;
  - o Des résultats de contrôle ne permettant pas de juger de leur acceptabilité ;
  - o Valeurs hors tolérances (jeux, roulements, renvoi d'angles, accouplement...)
  
- Des informations absentes :
  - o Absence de contrôle des jeux JB des déflecteurs anti-vapeur installés sur la pompe 1ASG041TC sans justification particulière à l'exception d'une mention manuscrite « *non mesurable* » ;
  - o Informations non renseignées pour des points à vérifier (item afférent à l'absence de fuite d'huile non renseigné pour l'activité réalisée sur 1ASG041TC...) ;
  - o Valeurs de critères prescriptifs à respecter qui sont erronées dans les gammes utilisées ; par exemple, le critère DI81, mentionné dans la gamme type, à satisfaire pour la résistance interne à la bobine de l'électrovanne 1ASG115VV est de 185 ohms alors que la valeur mesurée était de 960 ohms. Aucune mention de cet écart n'était tracée dans la gamme renseignée. Sur demande des inspecteurs, vous avez démontré qu'il s'avère que la gamme type 1300 reprend le critère DI81 applicable au palier 900 MWe et que finalement, le critère du palier 1300 MWe à satisfaire est de 970 ohms. Cette analyse aurait dû formellement être tracée sur la gamme ;
  - o Validation conforme d'une activité alors que l'ensemble des critères n'a pas été vérifié (essai de survitesse en air de la turbine ASG jugé conforme alors que le relevé de la pression d'admission d'air sur les manomètres 143/144LP n'a pas pu être effectué car « *mano HS* »).

A toute fin utile, je vous rappelle que l'article 2.5.3 de l'arrêté du 7 février 2012 stipule :

« *Chaque activité importante pour la protection fait l'objet d'un contrôle technique, assurant que :*

- *l'activité est exercée conformément aux exigences définies pour cette activité et, le cas échéant, pour les éléments importants pour la protection concernés ;*
- *les actions correctives et préventives appropriées ont été définies et mises en œuvre.*

*Les personnes réalisant le contrôle technique d'une activité importante pour la protection sont différentes des personnes l'ayant accomplie. »*

Les gammes de maintenance et documents associés (RFI, DSI) consultés ne permettent pas de distinguer les critères relevant d'exigences définies associées aux EIP contrôlés.

L'ensemble des constats qui précèdent révèle une qualité insuffisante du renseignement des gammes de maintenance et de leur contrôle par l'exploitant. Ce constat avait déjà été fait lors des inspections des 22 février et 9 octobre 2017.

A l'issue de l'inspection du 22 février, vous vous étiez engagé à procéder à un contrôle approfondi sur la qualité du renseignement des procédures dans votre plan de contrôle interne. Cette action ne semble ni suffisante ni efficace au regard des écarts récurrents que l'ASN constate.

A la lumière des écarts observés par les inspecteurs, je réitère donc la demande formulée dans mon courrier CODEP-OLS-2017-044368 du 30 octobre 2017 :

**Demande A1 : « je vous demande :**

- ***de revoir et de corriger l'ensemble des gammes de maintenance listées ci-dessus ;***
- ***de vous positionner sur les valeurs hors tolérance relevées, en précisant ce qui vous a conduit à laisser les équipements en l'état ;***

- *de prendre les dispositions nécessaires pour assurer un contrôle rigoureux des opérations de maintenance des équipements. Le contrôle devra en tout état de cause permettre de répondre aux exigences de l'article 2.5.3 de l'arrêté du 7 février 2012. »*

**Vous me préciserez les actions robustes que vous comptez mettre en œuvre pour que ces situations d'écart ne se reproduisent plus.**

∞

Caractérisation et traitement des anomalies remontées par les prestataires lors d'activités sur des matériels EIP

L'article 2.6.1 de l'arrêté INB modifié dispose que « [l'exploitant] prend toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais ».

L'article 2.6.2 de l'arrêté INB modifié dispose que « l'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart ».

L'examen, par sondage, des gammes de maintenance a montré que :

- des fiches d'anomalies sont parfois rédigées par les prestataires mais ne font pas systématiquement l'objet d'une caractérisation et d'un traitement appropriés par EDF ;
- des anomalies (cf. écarts listés au paragraphe « Examen des gammes de maintenance »), clairement identifiables dans les gammes, ne sont pas systématiquement vues et prises en compte par EDF.

Ces constats tendent à montrer que les anomalies, relevées par les intervenants extérieurs, sont correctement portées à la connaissance d'EDF tel que prescrit à l'article 2.6.1 de l'arrêté INB précité.

Cependant, l'absence d'examen systématique par EDF des anomalies remontées par les prestataires ne vous permet pas d'identifier rapidement celles qui constituent des écarts, pour mettre en œuvre l'examen prévu à l'article 2.6.2 précité.

**Demande A2 : je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour analyser de manière systématique les anomalies relevées par les intervenants extérieurs pour être en mesure d'identifier rapidement les écarts.**

∞

Traçabilité d'un défaut d'approvisionnement de pièce de rechange sur un matériel EIP

Lors de la visite complète de la turbopompe ASG réalisée lors de l'arrêt programmé du réacteur n°1 en 2017, plusieurs fiches d'anomalies avaient été émises par l'intervenant extérieur.

La fiche n° MT/BV/17/52 de juin 2017 précisait que la « pochette de joints de rechange [est] incomplète » pour procéder à une activité sur 1ASG366VH.

Sur cette fiche relevant l'anomalie, EDF a indiqué que « le kit doit être composé de 5 joints et d'une membrane. Il manque le joint torique de l'axe de la vanne. On ne démonte pas le joint existant qui est en bon état, on remplace les autres joints sauf celui-là. Ouvrir un PA [plan d'actions] pour SLI et UTO sur la PdR ».

La soupape 1ASG366VH est une soupape du circuit de lubrification et de refroidissement de la turbopompe ASG, elle est classée EIP et est affectée d'un requis sismique (SDD).

.../...

A la suite d'échanges avec vos représentants, les inspecteurs ont relevé qu'aucun PA DI55 n'avait été ouvert pour tracer et caractériser cette situation. Ceci constitue également un défaut dans la gestion des écarts.

L'article 2.4.2 de la décision ASN n° 2014-DC-0444 du 15 juillet 2014 requiert, notamment que l'ensemble des écarts affectant des EIP soient listés dans la demande d'accord pour divergence du réacteur.

La seule référence à l'état visuel du joint ne saurait constituer une analyse complète de l'anomalie permettant de conclure sur sa caractérisation en tant qu'écart. Le dépassement de la durée de remplacement prévue du joint pourrait remettre en cause les garanties du fabricant sur le maintien de ses propriétés.

Par ailleurs, dans le courrier CODEP-OLS-2016-046935 du 1<sup>er</sup> décembre 2016, l'ASN vous demandait de « *tenir informée la division de l'ASN des problèmes d'approvisionnement de pièces de rechange que vous rencontrerez pour des interventions sur des EIP* » (cf. demande ICE n° B-42).

**Demande A3 : je vous demande d'ouvrir un plan d'actions DI 55 pour tracer l'indisponibilité d'une pièce de rechange lors de la réalisation de la visite complète de la turbopompe ASG lors de l'arrêt programmé du réacteur n°1 de 2017.**

**Vous m'indiquerez également les raisons qui ont conduit à ne pas ouvrir ce plan d'actions à l'issue de l'instruction, par EDF, de la fiche MT/BV/17/52.**

**Demande A4 : je vous demande de réaliser une analyse justifiant l'acceptabilité du maintien en place du joint existant, pour défaut de PdR, au niveau de l'organe 1ASG366VH.**

**Vous me justifierez, dans ce cadre, que le maintien de ce joint en place ne remet pas en cause la qualification de la turbopompe ASG à assurer sa fonction dans le temps.**

∞

#### Ecarts divers constatés sur le terrain sur des matériels de sauvegarde

Lors de l'inspection sur le thème « Conduite normale » réalisée le 17 janvier 2018, il a été constaté au niveau -6,62m du BAS (local LC 0314), la présence de nombreuses concrétions de soude en-dessous de la pompe de brassage 2EAS022PO (voie B). La quantité de soude présente apparaît importante dans la mesure où celle-ci ne provient que des essais périodiques réalisés pour tester le brassage en soude.

Lors de l'inspection sur la thématique de la gestion des écarts réalisée en avril 2017, un constat similaire avait été fait sur la pompe de même nature associée à la voie A référencée 2EAS021PO. En réponse à ce constat, vous aviez indiqué, à travers le courrier D5370ADESSQ2017-183, l'absence d'impact sur la sûreté considérant que le système d'adjonction de soude n'a pas été pris en compte dans les études d'accident. Quoi qu'il en soit, votre Rapport de Sûreté précise que « *dans les cas d'APRP et de RTV à l'intérieur du bâtiment réacteur, le système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement (EAS) assure [...] la limitation des conséquences radiologiques en diminuant la concentration en iodes radioactifs dans l'atmosphère de l'enceinte, susceptibles de fuir vers l'extérieur ; l'adjonction de soude améliore l'efficacité* ».

Au travers du courrier précité, vous nous aviez également précisé l'absence de remise en cause des performances de la pompe considérant notamment l'absence de remontée d'écart lors des mises en brassage d'exploitation. Toutefois, ces éléments ne donnent pas de garantie sur l'impact de ces fuites de soude sur la réelle capacité de la pompe à assurer son rôle lors d'un fonctionnement prolongé en situation accidentelle.

De plus, au cours des échanges réalisés dans le cadre de l'actuel arrêt du réacteur n°2, vous nous avez informés de la clôture de l'écart référencé PA 63362 associé aux fuites de soude sur les pompes 2EAS021PO et 2EAS022PO suite à la remise en état des pompes effectuée le 20 novembre 2017 sous les ordres de travail référencés 1693148 et 1410372. Au regard des constats précités faits lors de l'inspection du 17 janvier dernier, les actions engagées ne semblent pas avoir été efficaces.

Les inspecteurs avaient également constaté, lors de l'inspection du 17 janvier, la présence de concrétions de bore sous la pompe 2PTR051PO.

**Demande A5 : je vous demande de contrôler l'efficacité des remises en état des 2EAS021PO et 2 EAS022PO.**

**Vous procéderez aux opérations de maintenance supplémentaires nécessaires.**

**Je vous demande également de corriger l'écart affectant la pompe 2PTR051PO.**

Lors de l'inspection du 6 février 2018 menée dans l'îlot nucléaire du réacteur n°1, les inspecteurs sont allés sur le terrain contrôler l'état de certaines installations.

Il s'avère que de nombreuses traces ou fuites d'huile, de soude (pour EAS) et de bore ont été constatées, notamment sur les équipements suivants : 1RCV191PO, 1EAS401VR, 1RIS031PO, 1RIS051PO, 1EAS032VP, 1RIS042LP, 1RIS041PO, 1RIS332RF et 1RIS032PO. Des traces importantes de soude ont été constatées dans la rétention de la bache à soude EAS voie B.

Les inspecteurs ont également noté la présence de morceaux de calorifuges en vrac situés sous l'accouplement de la pompe 1RIS052PO.

Plusieurs traces ou fuites, observées lors de la présente inspection, avaient déjà été identifiées lors de l'inspection n° INSSN-OLS-2017-0007 du 9 octobre 2017.

**Demande A6 : je vous demande de corriger de manière pérenne les situations d'écarts précités. Vous me rendrez compte des actions mises en œuvre en ce sens.**

A la suite de l'inspection n° INSSN-OLS-2015-0006 menée le 17 décembre 2015, des reprises de nombreux freinages non-conformes avaient été réalisées au niveau des éléments de boulonnerie des liaisons par bride des pompes de sauvegarde.

Si la majeure partie des freinages observés se sont avérés conformes, les inspecteurs ont relevé que plusieurs plaquettes arrêteurs étaient mal rabattues au niveau de la pompe 1RIS052PO (à proximité des capteurs de température 1RIS536/537/538MT).

**Demande A7 : je vous demande de caractériser ce constat et de le corriger ou de me justifier son maintien en l'état.**

Joint inter-bâtiments au-dessus du local de la bâche 2PTR

Dans le local de la bâche PTR du réacteur n°2, les inspecteurs ont constaté, le 17 janvier 2018, la présence d'effluents au sol, de traces de coulures au niveau des parois murales du local ainsi qu'un état de corrosion prononcé au niveau du pied de la bâche.

Après échange avec les agents de la conduite, il s'avère que des infiltrations d'eaux de pluie sont régulièrement observées dans ce local du fait que le joint délimitant l'intérieur du local de l'extérieur est détérioré et n'assure plus son rôle d'étanchéité.

**Demande A8 : je vous demande de reprendre le joint délimitant l'intérieur du local de la bâche 2PTR avec l'extérieur en vue de restituer son rôle d'étanchéité.**

**Vous me rendrez compte des actions mises en œuvre à ce sujet et du résultat des investigations menées dans le local de la bâche 2PTR.**

∞

Entreposages de soude liquide contaminée dans des SAFRAP

Lors de la visite du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde du réacteur n°1, les inspecteurs ont pu contrôler les zones d'entreposage de soude. Ces entreposages, constitués d'une quinzaine de conteneurs de type SAFRAP de 1 m<sup>3</sup> remplis d'une solution de soude liquide ou de pastilles de soude solides utilisées par le système d'aspersion de l'enceinte (EAS), sont principalement localisés à proximité du réservoir de soude de la voie B (LC0317).

Les inspecteurs ont relevé qu'aucune fiche d'entreposage n'était présente au droit de ces entreposages.

Des écarts à ce sujet avaient déjà été observés en décembre 2015 lors de l'inspection « systèmes de sauvegarde » (INSSN-OLS-2015-0006).

Les inspecteurs ont également constaté que les SAFRAP précités étaient pourvus d'une double enveloppe sans système de détection de fuite. Ceci constitue un écart vis-à-vis des dispositions de l'article 4.3.2 de la décision ASN n° 2013-DC-0360 du 16 juillet 2013 qui stipule que « *lorsque l'exploitant recourt à un dispositif à double enveloppe, [...] un dispositif de détection de fuite de l'enveloppe interne est mis en place* ».

**Demande A9 : dans l'attente de l'évacuation de ces entreposages vers une aire dûment autorisée à cet effet, je vous demande de :**

- réaliser des fiches d'entreposage et de les apposer au droit de ces entreposages ;
- pourvoir chaque SAFRAP, entreposant de la soude contaminée, d'un système de détection de fuite conforme.

**Vous me rendrez compte des actions mises en œuvre à ce sujet.**

∞

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

### *PTR1 - Inétanchéité des piscines BK/BR*

Lors de l'arrêt programmé du réacteur n°1 de 2008, le CNPE a constaté une inétanchéité du compartiment transfert BK1. La présence d'un colmatage de la ligne par le bore ne permet plus de quantifier la fuite.

Vous avez mis en place un système de collecte pour quantifier le débit de fuite lorsque le compartiment de transfert entre le BK et le BR est rempli en eau.

Depuis plusieurs arrêts de réacteur, vos représentants ont indiqué n'avoir observé aucune évolution significative du débit de fuite constaté en 2008. Vos représentants ont précisé que l'origine de la fuite pourrait être un défaut au niveau des patins d'appui du basculeur.

Des ressuyages à sec (compartiment de transfert vide d'eau) doivent être réalisés en 2018 pour identifier l'origine de la fuite.

**Demande B1 : je vous demande de me transmettre les résultats des ressuyages à sec qui vont être réalisés dans le compartiment transfert.**

**Vous me transmettez, le cas échéant, la liste des actions correctives, associées à des échéances de réalisation, que vous comptez mettre en œuvre pour résorber la fuite constatée depuis 2008 dans le compartiment transfert.**

☺

### *Concentration en soude dans les bâches EAS*

La règle d'essais périodiques en vigueur du système élémentaire EAS requiert que la concentration en soude dans les bâches EAS soit comprise entre 28 et 32%.

Lors de l'inspection, vous n'avez pas été en mesure de fournir ces éléments aux inspecteurs.

**Demande B2 : je vous demande de me transmettre les trois derniers relevés de concentration en soude des quatre bâches EAS présentes sur le CNPE.**

☺

### *Validation des critères RGE A et B afférents à la température du palier du moteur des pompes RIS – EPC RIS 219*

Les inspecteurs ont consulté la gamme renseignée de l'EPC RIS 219 « essai de disponibilité des pompes RIS 032-042-052 PO » effectué les 11 et 12 juillet 2016.

La règle d'essais est définie dans le document « Règles d'essais périodiques RIS » identifié ITSC DC 355 ind. C du 16 août 2001. L'analyse de l'essai se fait selon le document « Analyse d'essais périodiques RIS » identifié ITSC DC 354 ind. C du 16 août 2001.

Le document « Analyse d'essais périodiques RIS » précise que « *la disponibilité des pompes est vérifiée par l'essai bimestriel de démarrage sur la ligne à débit mini vers la bache PTR [...], au cours duquel on contrôle les paramètres de fonctionnement suivants lorsqu'ils sont stabilisés : [...] température des paliers du moteur [...]* ».

.../...

La gamme d'essai renseignée indique que l'essai a débuté le 11 juillet 2016 à 8h00 et s'est terminé le 12 juillet 2016 à 18h30. La valeur de température du palier moteur, mesurée par le capteur RIS561MT, est relevée à 29°C. L'essai périodique a été déclaré satisfaisant, sans réserve, le 12 juillet 2016.

Les critères associés à cet essai sont définis dans le « Tableau récapitulatif des essais périodiques - RIS – 1300 MWe – lot VD2 » référencé D305513029829 ind. E du 23 mai 2016. Pour la température des paliers moteur des groupes motopompe RIS032PO, ce dernier identifie un critère RGE A à 100°C et un critère RGE B à 90°C. Ce document applicable au jour de l'essai, a été mis à jour sans que les critères de température des paliers moteurs ne soient modifiés.

A la seule lecture de la gamme d'essai périodique, aucune incohérence n'a été relevée. Cependant, le bilan de santé AP913 du système RIS, réalisé pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2016 au 1<sup>er</sup> octobre 2016, identifie une indisponibilité de la pompe d'injection de sécurité basse pression 1RIS032PO lors de l'EPC RIS 219 du 11 juillet 2016, avec la pose de l'événement STE fortuit de groupe 1 RIS2 suite au dépassement du critère A lors de l'essai. La courbe de température du palier moteur (1RIS561MT) de la pompe 1RIS032PO sur la durée de l'essai périodique est présentée dans le bilan AP913.

Cette courbe révèle que la température du palier moteur a dépassé les critères d'essai RGE A (100°C) et B (90°C) pendant plusieurs heures au cours de l'essai.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs qu'un graissage du palier avait été réalisé en même temps que l'essai périodique pour limiter les démarrages et profiter de la montée en température du matériel. Il était identifié que ce graissage avait pour conséquence, dans un premier temps, d'augmenter la température du palier jusqu'à ce que le « bouchon de graisse » s'évacue. Ce phénomène était donc connu et géré au travers de fiches de position métiers qui concluent à la disponibilité de la pompe RIS au titre des STE.

Si les inspecteurs ne remettent pas en cause l'analyse du phénomène de montée en température consécutif au graissage du palier, figurant dans le bilan de santé, ils notent qu'elle aurait dû également figurer dans la gamme d'essai renseignée, afin de confirmer que l'augmentation transitoire de température ne remettait pas en cause la représentativité de l'essai et plus généralement l'ensemble des conditions à remplir pour déclarer l'essai satisfaisant.

**Demande B3 : je vous demande de me transmettre une analyse formalisée des modalités de réalisation de l'EPC RIS 219 joué en juillet 2016 pour confirmer que les conditions pour déclarer l'EP satisfaisant étaient réunies.**

Par ailleurs, le bilan du système RIS de 2016 précité proposait, au regard de la problématique des variations de température palier du moteur 1RIS032MO, de mettre en place « *un modèle e-monitoring afin de surveiller la température du palier en phase et en dehors des graissages* ».

Interrogés sur le déploiement de cette action et considérant qu'aucun bilan du système RIS n'avait été réalisé depuis 2016 (cf. partie concernant les bilans systèmes), vos représentants ont indiqué que ce système de surveillance n'avait pas encore été mis en place.

**Demande B4 : je vous demande de préciser l'échéance de mise en place du modèle e-monitoring, proposé par vos services depuis fin 2016, afin de surveiller la température du palier du moteur 1RIS032MO lors et en dehors des phases de graissage réalisées au titre de la maintenance préventive de l'équipement.**

**Vous me détaillerez les critères de température pour le suivi de tendance que vous aurez mis en place dans ce cadre.**



### **C. Observations**

#### **C1 : Colisage des matériels locaux de crise (MLC) stockés dans la tente MLC**

Lors de l'inspection du 26 novembre 2015, il avait été constaté que les conditions de stockage des MLC n'étaient pas optimales et pouvaient présenter des risques de détérioration de ces derniers.

En réponse, vous avez précisé qu'une réorganisation des matériels de la tente MLC serait réalisée selon un plan de colisage dédié.

Lors de l'inspection du 6 février 2018, les inspecteurs se sont rendus dans la tente MLC et ont vérifié le respect du plan de colisage dont la dernière version datait du 12 janvier 2018.

Les inspecteurs ont constaté que le stockage avait été réorganisé conformément au plan mis à jour. Toutefois, les raccords et les tuyaux souples de refoulement du MLC 0JPP010PO et les armoires « FARN/MLC réalimentation piscine BK » n'apparaissent pas sur le plan de colisage.

**C2 :** Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont constaté que :

- la porte coupe-feu 1JSN461QP, située au niveau -5,4m du BAN, ne se fermait pas correctement. Cette situation est susceptible de créer une perte de sectorisation ;
- la sonde MIP10 présent au niveau du saut de zone permettant d'accéder au local DI82 (niveau 0m du BAS du réacteur n°1) était déchargée.

Par courrier électronique du 7 février 2018, EDF a indiqué que les anomalies précitées ont été traitées à la suite de l'inspection.

**C3 :** Lors de l'inspection, il a été constaté la présence du système de détection de fuite mobile installé dans la double enveloppe de la cuve fuel alimentant l'UME (unité mobile électrogène).

Ce dispositif est autonome (fonctionnement sur batterie). Les inspecteurs ont noté que le dispositif était fonctionnel lors de l'inspection.

Toutefois, les modalités périodiques de vérification de son opérabilité n'ont pas été vérifiées par les inspecteurs.

#### **C4 : Bilans des systèmes réalisés pour garantir la fiabilité des matériels**

Le management de la fiabilité défini dans la méthode AP-913 vise l'excellence de la fiabilité de fonctionnement. Il est basé sur l'évaluation de la santé des systèmes et des composants qui participent à la sûreté et à la disponibilité ainsi que sur la définition et la réalisation d'actions permettant l'amélioration continue de la fiabilité des matériels.

L'évaluation de la santé des systèmes est effectuée périodiquement au travers des bilans de santé des systèmes. Ils sont réalisés sur la base d'indicateurs chiffrés et pondérés permettant d'obtenir une note finale représentative de la fiabilité du système sur une période donnée. Lors de la clôture d'une période, les systèmes sont notés ce qui permet de caractériser leur état.

Les bilans de santé des systèmes permettent ainsi de détecter les signes précurseurs d'éventuelles dérives ou dégradations de performances pouvant être à l'origine de futures défaillances. Ils sont présentés régulièrement au comité fiabilité (COFIAB) au sein duquel se décide le plan d'action permettant l'amélioration de la fiabilité des systèmes.

Au préalable de l'inspection, des bilans sur les systèmes PTR, RIS et EAS ont été transmis.

Les inspecteurs ont noté que les périodicités de réalisation des bilans n'étaient pas respectées et pour certaines, largement dépassées.

Par exemple :

- aucun bilan sur le système EAS des réacteurs n°1 et n°2 n'avait été réalisé depuis décembre 2015 alors que la périodicité requise est semestrielle ;
- aucun bilan sur le système RIS du réacteur n°1 n'a été réalisé depuis octobre 2016 alors que la périodicité requise est trimestrielle.

Interrogés à ce sujet, vos représentants ont indiqué que les périodicités de réalisation des bilans systèmes étaient, depuis début 2016, laissées à la main des sites pour les adapter au plus près de l'état réel du système.

Vos représentant ont également indiqué aux inspecteurs que les bilans systèmes sont voués à disparaître progressivement au profit de bilans de fonction. Ces bilans de fonction permettront d'avoir une approche sur la fiabilité des matériels plus robuste que ce qui est actuellement réalisé au travers des bilans systèmes. Les documents prescriptifs associés à cette évolution méthodologique n'ont pas été présentés aux inspecteurs.

Par courriel du 7 février, vous m'avez notamment fourni la présentation informatique dispensée par EDF à l'ASN et à l'IRSN lors d'une réunion, ayant eu lieu le 30 juin 2017, abordant les orientations d'EDF en matière de fiabilité et de maintenance des matériels présents sur les sites nucléaires. Cette présentation n'a pas valeur de prescriptifs.

De plus, les inspecteurs ont noté que cette évolution méthodologique ne doit intervenir qu'à partir de cette année. Cet état de fait ne permet donc pas de justifier l'absence de réalisation de bilans systèmes pour le système EAS pendant plus de deux ans et pour le système RIS pendant plus d'une année.

Les inspecteurs ont tenu à rappeler que la démarche AP913 est utilisée pour bon nombre de systèmes présents au sein du CNPE, notamment vis-à-vis des doctrines de maintenance prescrites au travers des PBMP. De fait, l'absence de réalisation de ces bilans systèmes AP913 à date n'est pas en adéquation avec la démarche qu'EDF s'impose en matière de maintenance

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, de vos observations et réponses, sauf mention spécifique directement indiquée dans le libellé de la demande, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, l'ASN 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, 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 Pierre BOQUEL