

DIVISION D'ORLÉANS
CODEP-OLS-2017-044368

Orléans, le 30 octobre 2017

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 – INB n° 127 et 128
Inspection n° INSSN-OLS-2017-0007 du 9 octobre 2017
« Maîtrise du vieillissement / Maintenance »

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 a eu lieu le 9 octobre 2017 au CNPE de Belleville-sur-Loire sur le thème « Maîtrise du vieillissement / Maintenance ».

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 les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

L'inspection en objet concernait le thème « Maîtrise du vieillissement / Maintenance ». Les inspecteurs ont examiné plusieurs gammes de maintenance, notamment sur les pompes SEC, ASG, RCV, RIS et REA et contrôlé l'état des installations dans les locaux des pompes RCV, EAS et RIS et REA.

Les inspecteurs regrettent, une fois encore, que l'ensemble des documents demandés en préalable à l'inspection n'étaient pas disponibles.

Au vu de l'examen des quelques gammes de maintenance préparées pour l'inspection, de celles transmises par la suite et de la visite terrain, les inspecteurs considèrent que la gestion de la maintenance sur votre CNPE doit faire l'objet d'améliorations et d'une plus grande rigueur.

.../...

A. Demandes d'actions correctives

Disponibilité des documents

Plus de 15 jours avant l'inspection, les inspecteurs vous ont demandé de tenir à disposition différentes gammes de maintenance, des rapports de fin d'intervention, des bilans de santé, la liste des demandes de travaux (DT) en cours ainsi que les indicateurs à J0-4 mois pour les 2 arrêts de réacteurs de l'année 2017.

Dans mon courrier référencé CODEP-OLS-2017-008415 en date du 27 février 2017, je vous ai déjà rappelé les dispositions réglementaires suivantes définies par l'article 2.5.6 de l'arrêté [4] : « *Les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée* ».

Si les rapports de fin d'intervention, les bilans de santé, la liste des DT en cours et les indicateurs à J0-4 mois pour les 2 arrêts de réacteurs de l'année 2017 étaient disponibles lors de l'inspection, seule la moitié des gammes de maintenance demandées a été fournie soit au jour de l'inspection soit à la suite de cette dernière. La liste des documents demandés avait, de plus, fait l'objet d'un échange téléphonique entre les inspecteurs et vos représentants pour clarifier l'attendu.

En conséquence, je réitère la demande formulée dans le courrier précité et dans plusieurs lettres de suites d'inspection rédigées cette année.

Demande A1 : je vous demande de mettre en place l'organisation nécessaire pour répondre aux dispositions réglementaires précitées, permettant en toutes circonstances de tenir à disposition des inspecteurs les documents demandés.

Rapports de fin d'intervention sur les pompes 2 RCP 051 et 054 PO

Les inspecteurs ont consulté les rapports de fin d'interventions réalisées lors de l'arrêt du réacteur n°2 en 2016 sur les pompes primaires 2 RCP 051 et 054 PO. Ce rapport fait état de l'absence de 60 camelocks au niveau de ces pompes. La DT n°265223 a été émise pour remettre en place ces 60 camelocks manquants. Cette DT a été soldée alors que seuls 16 camelocks ont été remis en place sur les 60 camelocks absents. La DT précise que seuls 16 camelocks étaient disponibles. Après recherche, vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter une DT demandant la mise en place des 44 camelocks complémentaires. L'écart détecté initialement (absence de 60 camelocks) n'a donc pas été totalement résorbé alors que la DT a été soldée. L'absence des 44 camelocks complémentaires n'est donc plus suivie, ce qui n'est pas conforme à l'article 2.7.3 de l'arrêté du 7 février 2012 qui stipule :

« *A partir des analyses réalisées en application des articles 2.7.1 et 2.7.2, l'exploitant :*

- *identifie les éventuelles actions préventives, correctives ou curatives possibles ;*
- *les hiérarchise en fonction de l'amélioration attendue et programme leur déploiement en conséquence ;*
- *les met en œuvre, dans le respect des procédures de modification définies aux chapitres VII et VIII du titre III du décret du 2 novembre 2007 susvisé »*

Les inspecteurs constatent que la mise en œuvre des actions correctives définies n'a été que partielle.

Lors du suivi de l'arrêt du réacteur n°2 en 2017, les demandes suivantes ont été faites au CNPE :

- remettre en place les camelocks manquants sur les pompes primaires 2 RCP 051 et 054 PO lors de l'arrêt du réacteur n°2 sur l'année 2017 ;
- définir et mettre en place les actions nécessaires pour que les écarts détectés soient entièrement résorbés avant d'être soldés ;
- vous positionner sur la nature de cet écart notamment vis-à-vis de la conformité aux plans et de l'impact potentiel, particulièrement en cas de séisme, sur les pompes primaires.

Demande A2 : je vous demande de m'expliquer comment la DT n°265223 relative à l'absence de 60 camelocks sur les pompes primaires 2 RCP 051 et 054 PO a pu être soldée alors que l'écart n'était que partiellement traité.

Fuites d'huile et de bore

Les inspecteurs ont souhaité visualiser sur le terrain l'état des installations et des équipements pour lesquels les gammes de maintenance avaient été demandées. Il s'avère que de nombreuses traces ou fuites d'huile et de bore ont été constatées, notamment sur les équipements suivants :

- 1 RCV 191 PO ;
- 1 RCV 024 LP ;
- 1 RCV 171 PO ;
- 1 RCV 172 PO ;
- 1 EAS 401 VR ;
- 1 RIS 031 PO ;
- 1 RIS 023 LP ;
- 1 RIS 051 PO ;
- 1 EAS 052 PO ;
- 1 RIS 032 PO ;
- 1 RIS 042 PO ;
- 1 RIS 042 LP ;
- 1 REA 041 PO.

Parmi les fuites constatées sur ces différents équipements lors de l'inspection, certaines étaient déjà identifiées directement sur les équipements par un affichage spécifique indiquant la date de détection et le numéro de DT (ou DI pour les plus anciennes). L'affichage le plus ancien concernait une fuite datant de 2012. Les inspecteurs ont consulté les DT associées aux affichages identifiés. Elles se sont avérées soldées pour la majorité. Les fuites ont donc probablement été réparées, mais sont réapparues puisque des traces d'huile ou de bore étaient présentes au jour de l'inspection et aucune nouvelle DT n'était ouverte.

Ainsi, si l'identification des fuites semble une bonne pratique, elle peut s'avérer inadaptée si elle n'est pas rigoureuse. En effet, un affichage inapproprié peut tromper un intervenant qui visualiserait une fuite mais pourrait penser que cette dernière est en cours de traitement et ne se réinterrogerait donc pas sur son origine, sa récurrence et au final sur l'état du matériel concerné.

Les affichages doivent donc être retirés lorsque les fuites sont réparées, en associant leur retrait au solde de la DT.

Demande A3 : je vous demande :

- De retirer les affichages relatifs aux fuites dont les DI/DT ont été soldées ;
- De procéder aux nettoyages nécessaires à l'élimination des traces de fuite ;
- De réaliser une ronde initiale après nettoyage ;
- D'ouvrir des DT pour l'ensemble des fuites qui seront revues lors de cette ronde initiale.

Je vous demande par ailleurs de mettre en place une organisation pérennisant ces dispositions. Vous me rendrez compte des actions engagées en ce sens.

Visite terrain

Lors de leur visite terrain les inspecteurs ont constaté différentes anomalies. Il s'agit notamment de :

- Un échafaudage non sécurisé en partie haute dans le local LD506 ;
- Un bras de levage présent dans le local de la pompe 1 RIS 032 PO dont l'arrimage est à reprendre pour éviter un choc avec les équipements présents en cas de séisme ;
- Une fuite sur le réseau d'eau DEG dans le local LC510 ;
- Un câble électrique coupé et pendant ainsi qu'une prise électrique fragile (pour quick look selon vos représentants) non protégée au niveau de 1 RCV 190 VB.

Demande A4 : je vous demande de résorber les anomalies constatées en inspection et listées ci-dessus.

Par ailleurs, les inspecteurs relèvent que la présence de « Safrap » en LC0315 est récurrente. Si l'entreposage temporaire de soude dans ce local est envisageable au regard de certains travaux et activités réalisés sur les bâches à soude, la zone ne doit pas pour autant être considérée comme une zone d'entreposage pérenne.

Demande A5 : je vous demande de prendre des dispositions pour procéder à une évacuation régulière des bâches à soudes présentes en LC0315 et locaux avoisinants.

Examen des gammes de maintenance

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont consulté quelques gammes de maintenance sur place et le reste des gammes fournies au bureau. Il s'avère que la quasi-totalité des gammes examinées comporte des erreurs, des valeurs non renseignées, des corrections manuelles non identifiées ou des incohérences.

Les inspecteurs ont toutefois noté une bonne pratique sur la gamme de maintenance de la pompe 1 RCV 191 PO qui consiste à identifier et signer les corrections manuelles faites sur la gamme de maintenance.

Les gammes de maintenance examinées concernaient les matériels :

- 1 SEC 001 et 004 PO (visite complète 2011 et 2013) ;
- 2 ASG 021 PO (visite hydraulique pompe ASG P4 du 27/08/2016) ;
- 2 ASG 022 PO (échange standard de la pompe du 26/08/2016) ;
- Pompe SEC sans repère fonctionnel ne permettant pas d'identifier le réacteur et la pompe concernés (Dépose et repose moteur, dépose hydraulique, visite palier de 2013-2014) ;
- 2 SEC 001 PO (visite complète du 27/01/2011) ;
- 2 SEC 004 PO (visite complète du 09/02/2016) ;
- Thermocouples du circuit SEC du réacteur n°2 (014, 024, 034, 044 et 054 MT).

Ce contrôle a permis d'identifier les écarts suivants, concernant :

- La rigueur apportée à la qualité des documents :
 - o Absence de visa du contrôleur ;
 - o Repère fonctionnel de l'équipement non mentionné et ne permettant pas de savoir sur quel appareil l'opération de maintenance a été réalisée ;
 - o Absence de numéro d'identification du matériel de mesure utilisé pour les contrôles ;
 - o Pas de date de fin des opérations de contrôles ;
 - o Contrôle post-activité non renseigné.

- Des écarts aux valeurs attendues :
 - o Valeurs raturées ou corrigées à la main sans identification du correcteur ;
 - o Valeurs non renseignées lors de contrôle dimensionnel ;
 - o Des résultats de contrôle ne permettant pas de juger de leur acceptabilité ;
 - o Valeurs hors tolérances (jeux, piston d'équilibrage, accostage, accouplement...).

- Des informations incohérentes ou absentes :
 - o Absence d'un joint avec indication de sa présence ;
 - o Contrôle d'un joint v-ring indiquant qu'il est en bon état avec commentaire « pas de joint v-ring sur le moteur » ;
 - o PV de lignage nourricière renvoi d'angle indiquant l'absence d'appareil de lignage et donc l'absence de contrôle, mais PV noté tout de même conforme ;
 - o Valeurs hors tolérances lors du contrôle des jeux hydrauliques axiaux (repose hydraulique).

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 consultées ne permettent pas de distinguer les critères relevant d'exigences définies associées aux EIP contrôlés. L'ensemble des constats qui précèdent suggère qu'il en soit une qualité insuffisante du renseignement des gammes de maintenance, le constat avait déjà été fait lors de l'inspection du 22 février 2017, ce qui avait donné lieu à la demande A3. Si j'ai bien noté votre intention d'intégrer dans votre plan de contrôle interne un contrôle sur la qualité du renseignement des procédures, il conviendra également d'introduire des mesures de contrôle systématiques.

Demande A6 : 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 engagées en ce sens.

B. Demandes de compléments d'information

Néant

∞

C. Observations

ECU050 et COMSAT

C1 : Les inspecteurs ont consulté la gamme de l'ECU050 et le rapport de la COMSAT relatifs à l'arrêt, en 2017, du réacteur n°1 et qui listent les différents écarts ou plans d'actions non résorbés avant la divergence du réacteur. Les preuves de la résorption des écarts listés dans les documents consultés ont pu être consultées par les inspecteurs et n'ont pas amené de remarque particulière, ce qui laisse penser que cette étape est correctement gérée par vos équipes.

∞

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, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN (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