

Caen, le 26 octobre 2017

N/Réf. : CODEP-CAE-2017-043867

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Paluel
BP 48
76 450 CANY-BARVILLE**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base
Centrale nucléaire de Paluel, INB n° 103, 104, 114 et 115
Inspection n° INSSN-CAE-2017-0280 du 12 octobre 2017
Management de la sûreté

Réf. : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Arrêté ministériel modifié du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[3] Guide ASN du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base et au transport de matières radioactives

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence [1], une inspection annoncée a eu lieu le 12 octobre 2017 au CNPE de Paluel sur le thème du management de la sûreté.

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 12 octobre 2017 a concerné l'organisation définie et mise en œuvre sur le CNPE de Paluel pour le management de la sûreté. Dans un premier temps, les inspecteurs ont examiné le diagnostic annuel du site réalisé dans le cadre de la revue du macroprocessus « contrôler et améliorer la sûreté » en fin d'année 2016, l'élaboration du plan d'action d'amélioration associé pour l'année 2017 et le suivi de ce plan d'action. Puis, les inspecteurs ont examiné l'exploitation faite par le CNPE des événements intéressants la sûreté (EIS), le processus décisionnel mis en œuvre lorsque les services

opérationnels sont en désaccord avec la filière indépendante de sûreté (FIS) du site et la prise en compte des recommandations de la FIS.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour le management de la sûreté apparaît bonne. En effet, les actions d'amélioration définies par le site apparaissent pertinentes et correctement mises en œuvre. Par ailleurs, le processus décisionnel susmentionné est souvent mis en œuvre ce qui est révélateur d'un positionnement *a priori* adéquat de la FIS. Néanmoins, EDF devra rester vigilant à la bonne documentation de l'ensemble des éléments participant à ce processus et du retour d'expérience des EIS. Par ailleurs, une action conséquente est attendue sur l'identification des indisponibilités de matériels en cas de défaillance du système de contrôle-commande des réacteurs KCO.



A Demandes d'actions correctives

A.1 Identification des indisponibilités de matériels en cas de défaillance du système KCO

En 2009, des difficultés avaient été identifiées dans le cadre de la mise en œuvre de la procédure dite « I-KCO » qui permet notamment aux personnels de conduite d'identifier les indisponibilités au sens des Règles Générales d'Exploitation (RGE) à déclarer et donc la conduite à tenir en cas de dysfonctionnement ou de mise à l'arrêt d'un châssis de contrôle-commande du système KCO. EDF avait alors pris l'engagement référencé ENG@EPAL-2009-005 consistant à mener une analyse comparative de cette procédure sur les trois sites équipés de la même technologie de réacteur que le CNPE de Paluel. Lors de l'inspection du 28 juin 2010 sur le CNPE de Paluel, des inspecteurs de l'ASN avaient examiné cette analyse et par courrier CODEP-CAE-2010-035357 du 28 juin 2010, l'ASN vous avait rappelé la nécessité de traiter cette problématique au plus vite et de mener sous quatre mois une analyse d'impact de la défaillance des châssis du matériel de contrôle KCO. Par courrier référencé LMNC/LOY-2010/377 du 2 septembre 2010, vous avez transmis les résultats de cette analyse et indiqué qu'ils seraient intégrés dans les procédures applicables sur site avant le 15 décembre 2011.

Lors de l'examen des événements intéressants la sûreté (EIS) de 2016-2017 sur le réacteur n° 1, les inspecteurs ont relevé que les indisponibilités identifiées lors de dysfonctionnement de châssis du système KCO n'étaient pas toujours identiques dans un état de réacteur donné et s'interrogent donc sur l'adéquation et la suffisance des outils à disposition des équipes en charge de la sûreté en temps réel du réacteur et notamment de la procédure dite I-KCO.

Lors de l'examen des arbitrages réalisés en 2016 et 2017 lorsqu'un désaccord intervient entre la filière opérationnelle et la FIS, il apparaît que nombreuses interrogations subsistent sur la conduite à tenir au titre des RGE lors de défaillance du système KCO. Vos représentants ont indiqué que cette problématique avait notamment pour cause les modifications importantes mises en œuvre sur le réacteur n° 1 lors de la visite décennale n° 3 de 2016 et pour lesquelles l'ensemble des impacts sur la procédure dite « I-KCO » n'avaient pas été identifiés.

Les inspecteurs ont de nouveau rappelé la nécessité de traiter cette problématique au plus vite au vu de l'impact potentiel sur la sûreté de tels dysfonctionnements et notamment en raison de la nécessité de diagnostiquer en temps réel l'impact de ces dysfonctionnements et d'établir avec rigueur la conduite à tenir associée au sens des RGE.

Je vous demande de réaliser sous quatre mois une analyse d'impact de la défaillance de l'ensemble des châssis du système KCO selon les différents états techniques des réacteurs de Paluel. Vous me transmettez les résultats de cette analyse et veillerez à intégrer les conclusions de cette analyse dans les procédures opérationnelles associées.

Par ailleurs, vous me fournirez votre analyse de la situation ayant amené *a priori* à mettre en œuvre des modifications sur les réacteurs de Paluel sans avoir identifié l'ensemble des impacts documentaires associés et m'informerez des actions curatives, correctives et préventives associées.

A.2 Prise en compte des exigences relatives à la protection des intérêts dans toute décision concernant l'installation

L'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] exige que :

I. — L'exploitant [définisse] et [mette] 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 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 1er. 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 ».

Les inspecteurs ont examiné le processus décisionnel mis en œuvre notamment lorsque la filière opérationnelle et la FIS sont en désaccord. Ils ont notamment examiné par sondage la mise en œuvre de ce processus sur des cas concrets en 2016 et 2017. Ils ont relevé que les prises de décision de la direction n'étaient pas toujours précisément argumentées et n'indiquaient notamment pas toujours les raisons ayant amené la prise de décision en faveur de la filière opérationnelle.

Je vous demande de renforcer la rigueur de documentation du processus décisionnel mis en œuvre lorsque la filière opérationnelle et la FIS sont en désaccord. Vous veillerez notamment à la documentation des justifications de la prise de décision et m'indiquerez les actions menées en ce sens.

A.3 Exploitation des EIS

Le guide ASN en référence [3] indique que « les [...] événements n'entrant pas dans le champ des critères de déclaration, sont recensés par l'exploitant ou l'opérateur de transport pour en permettre l'analyse du retour d'expérience. Ceux-ci, dits événements intéressants, sont des événements dont l'importance immédiate ne justifie pas une analyse individuelle mais qui peuvent présenter un intérêt dans la mesure où leur caractère répétitif pourrait être le signe d'un problème nécessitant une analyse approfondie. Les informations relatives à ces événements sont accessibles, à la demande de l'ASN, aux inspecteurs des installations nucléaires de base et à l'IRSN. Pour chacun des domaines sûreté, radioprotection et environnement, l'exploitant définit ses propres critères pour identifier les événements intéressants. ». La directive interne EDF n° 100 (DI100) définit les modalités de caractérisation et de traitement des événements intéressants et prévoit notamment que ces événements soient mémorisés dans l'outil « SAPHIR ».

Les inspecteurs ont souhaité examiner l'exploitation faite par EDF de ces EIS en termes de prise en compte du retour d'expérience (REX), notamment au vu de leur caractère répétitif. Il apparaît que la récurrence de certains EIS ne fait pas l'objet d'une analyse particulière. En particulier, les inspecteurs ont relevé les cas suivants :

- 39 indisponibilités du système DEL au sens des RGE ont été déclarées en 2016-2017 sur le réacteur n° 1 sans que ce système ne fasse *a priori* l'objet d'un suivi renforcé. Sur ce système, vos représentants n'ont pu présenter qu'un bilan système datant de 2014 et un bilan composant couvrant une période d'analyse allant jusqu'à 2015. Vos représentants ont indiqué qu'un ingénieur système avait été recruté pour reprendre le suivi de ce système.
- 35 indisponibilités du système DVF au sens des RGE ont été déclarées en 2016-2017 sur le réacteur n° 1 avec notamment 8 indisponibilités liées *a priori* au dysfonctionnement de la trappe référencée 1DVF165VA. Sur ce système, vos représentants ont présenté un bilan composant sur les trappes ne couvrant pas la période ciblée. Il apparaît que ce système ne fait pas *a priori* l'objet d'un suivi renforcé.
- 17 indisponibilités du boremètre au sens des RGE ont été déclarées en 2016-2017 sur le réacteur n° 1 sans *a priori* qu'une analyse particulière ne soit réalisée. Il apparaît que des actions sont menées sur le site notamment dans le cadre de la disposition transitoire n° 336 pour assurer la disponibilité du boremètre lors des arrêts de réacteur notamment vis-à-vis des manœuvres d'exploitation. Néanmoins, lors de l'examen par sondage de certains EIS relatifs à la perte du boremètre, il apparaît que les pertes de boremètre sont relativement courtes et sont liées à des manœuvres d'exploitation. La plupart de ces événements ne font l'objet d'aucune analyse particulière lorsque l'indisponibilité est de groupe 2 au sens des RGE, l'analyse se limitant à indiquer qu'il n'y a pas d'impact sur la sûreté et que l'indisponibilité a été de courte durée. La perte du boremètre du 20 avril 2016 sur le réacteur n° 1 et redevable d'une indisponibilité de groupe 1 au sens des RGE a fait l'objet d'une analyse particulière conduisant à initier une action corrective qui n'avait *a priori* toujours pas été mise en œuvre.

Les inspecteurs retiennent de cet examen qu'aucune analyse de récurrence des EIS n'est réalisée notamment pour les EIS relatifs à des indisponibilités fortuites de groupe 2 au sens des RGE.

A.3.1 Je vous demande de veiller à la réalisation d'une analyse de récurrence des EIS dans la mesure où leur caractère répétitif pourrait être le signe d'un problème nécessitant une analyse approfondie. Pour les cas susmentionnés, vous veillerez à analyser la récurrence des EIS et à m'indiquer les éventuelles actions curatives, correctives et préventives mises en œuvre.

Lors de l'examen par sondage d'EIS afin de vérifier la prise en compte du REX de ces événements, vos représentants n'ont pu indiquer explicitement les actions curatives, correctives et préventives mises en œuvre pour éviter leur renouvellement. En effet, l'outil de mémorisation des EIS dit « SAPHIR » ne permet pas de faire le lien avec les processus de REX associés. Ainsi, il apparaît que les informations relatives à ces événements et notamment *a minima* les références des actions menées pour prendre en compte le REX de ces événements ne sont pas mémorisées dans l'outil « SAPHIR ».

A.3.2 Je vous demande de veiller à renseigner les éléments permettant d'accéder aisément aux informations attestant de la prise en compte du retour d'expérience des EIS dans l'outil SAPHIR.

A.4 Exigences en matière d'adhérence aux procédures

Lors de leur examen par sondage de l'avancement du plan d'actions du macroprocessus « améliorer et contrôler les performances de sûreté », les inspecteurs ont vérifié les modalités de mise en œuvre de l'action référencée 3.1-11/2 relative à la nécessité de porter un haut niveau d'exigence en matière d'adhérence aux procédures pour l'ensemble des métiers. Il apparaît que cette action a peu avancé en

2017 et nécessite encore un travail important malgré la faiblesse identifiée sur le sujet par le site en fin d'année 2016.

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé dans le diagnostic annuel de sûreté du site portant sur l'année 2016 qu'un nombre important de demandes d'évolution documentaire de document de classe 4 (documents opérationnels) n'avaient pas été traités. Cependant, il semble qu'aucune action sur le sujet n'ait été identifiée dans le plan d'action susmentionné alors que les inspecteurs considèrent que ces évolutions documentaires doivent être réalisées de manière réactive pour améliorer l'adhérence aux procédures des métiers.

Je vous demande de veiller à la poursuite des travaux engagés dans le cadre de l'action référencée 3.1-11/2 du plan d'actions susmentionné. Par ailleurs, vous veillerez à améliorer le délai de traitement des demandes d'évolution documentaire de document de classe 4. Vous m'informerez des actions menées en ce sens.

A.5 Prise en compte du retour d'expérience pour l'identification des lignages sensibles

Lors de leur examen par sondage de l'avancement du plan d'actions du macroprocessus « améliorer et contrôler les performances de sûreté », les inspecteurs ont vérifié les modalités de mise en œuvre de l'action référencée 3.1-10/11 relative à la déclinaison de la démarche « lignages sensibles à risque NQME ». Ils ont relevé qu'une liste de lignages sensibles avait été établie dans les trames des dossiers de lignage sur la base d'une liste nationale afin de mettre en œuvre des parades pour éviter une non-qualité de maintenance et d'exploitation (NQME). Cependant, la liste n'a pas été complétée par une liste prenant en compte le retour d'expérience local et notamment les événements significatifs déclarés en 2016 et 2017 par le site.

Je vous demande de compléter la liste des lignages sensibles établie dans le dossier local de lignage en prenant en compte le retour d'expérience local notamment lors des événements significatifs déclarés en 2016 et 2017. Vous veillerez à mettre à jour cette liste *a minima* lors de tout événement local le justifiant.

B Compléments d'information

B.1 Définition des indicateurs de performance

Les inspecteurs ont examiné les indicateurs de performances pris en compte par le site dans le cadre du macroprocessus « contrôler et améliorer la sûreté ».

Ils ont relevé que la grande majorité de ces indicateurs était liée aux événements significatifs déclarés par le site à l'Autorité de sûreté nucléaire mais que peu d'indicateurs portaient sur les « signaux faibles » ayant ou étant susceptibles d'avoir un impact sur la protection des intérêts au sens de l'arrêté en référence [2]. D'après vos représentants, ces « signaux faibles » font néanmoins l'objet d'une analyse détaillée dans chaque service et d'une analyse plus globale dans certaines instances du site.

Par ailleurs, aucun indicateur de performance relatif à l'indépendance et à l'écoute de la FIS par la direction n'est défini alors qu'il s'agit d'un levier fondamental pour l'amélioration de la sûreté des installations.

Je vous demande de vous positionner sur l'opportunité de définir des indicateurs de performance du macroprocessus « contrôler et améliorer la sûreté » relatifs aux signaux faibles et à l'indépendance et l'écoute de la FIS.

B.2 Prise en compte du retour d'expérience des événements ayant nécessité un arbitrage

Lors de l'examen du processus décisionnel mis en œuvre notamment lorsque la filière opérationnelle et la FIS sont en désaccord sur des cas concrets en 2016 et 2017, les inspecteurs se sont notamment intéressés à l'arbitrage réalisé par la direction du site le 11 avril 2016 et relatif à une opération de décontamination de la piscine du bâtiment réacteur du réacteur n° 4 de Paluel. Il apparaît que la décision prise et mise en œuvre constituait *stricto sensu* un non-respect d'une prescription particulière des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE) même si les arguments présentés semblaient fondés pour considérer que l'opération de rinçage pouvait être réalisée sans impact potentiel sur la sûreté de l'installation.

B.2.1 Je vous demande de me faire part, avec l'appui de vos instances nationales, de votre analyse de cette situation vis-à-vis du respect des STE. Le cas échéant, vous veillerez à m'indiquer les actions curatives, correctives et préventives mises en œuvre.

Les inspecteurs se sont également intéressés à l'arbitrage réalisé par la direction du site le 9 novembre 2016 et relatif à la position des vannes référencées 1EDE220 et 1EDE221VE du réacteur n° 1 de Paluel. Cet arbitrage est apparu nécessaire dans le cadre du redémarrage du réacteur à la suite de la mise en œuvre de modifications matérielles et documentaires sur le site dans le cadre de la Visite Décennale n° 3 (VD3) de ce réacteur. En effet, une incohérence documentaire dans les RGE mises à jour a été détectée à cette occasion et a abouti, dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience, à une demande de modification des RGE. Il apparaît qu'à la date de l'inspection, cette demande n'avait pas été traitée alors que le réacteur n° 3 de Paluel entrait en phase de redémarrage dans le cadre de sa VD3.

B.2.2 Je vous demande de me faire part, avec l'appui de vos instances nationales, de votre analyse de cette situation vis-à-vis du respect des RGE. Le cas échéant, vous veillerez à m'indiquer les actions curatives, correctives et préventives mises en œuvre.

C Observations

Sans Objet.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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.

L'adjoint au chef de division,

Signé

Éric ZELNIO