

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2018-039916

Orléans, le 30 juillet 2018

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

**Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)**

CNPE de Chinon - INB n° 107 et 132

Inspection n° INSSN-OLS-2018-0615 du 17 juillet 2018

« Conduite normale des installations »

**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 (INB), une inspection a eu lieu le 17 juillet 2018 sur le CNPE de Chinon sur le thème « conduite normale des installations nucléaires de base ».

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 réalisée le 17 juillet 2018 avait pour objectif de contrôler l'organisation mise en place au sein de la centrale nucléaire de Chinon pour traiter des indisponibilités de matériels, des alarmes présentes en salles de commande des réacteurs 1 et 2 et pour gérer des DMP/MTI (dispositifs et moyens provisoires, modifications temporaires de l'installation). Les inspecteurs ont vérifié, par sondage, la mise en œuvre de différentes dispositions prises par le CNPE à la suite de constats relevés.

Enfin, des comptes rendus des réunions d'arbitrage d'évènements, susceptibles d'être redevables d'un caractère déclaratif au titre du guide de l'ASN du 21 octobre 2005, ont été consultés par les inspecteurs en aval de l'inspection. En effet, ces comptes rendus ont été présentés tardivement lors de l'inspection malgré plusieurs relances faites par les inspecteurs, ce qui n'a pas permis leur examen en séance.

Au vu de cet examen, les inspecteurs ont relevé plusieurs constats nécessitant la mise en œuvre d'actions correctives ou des informations complémentaires.

Des évènements significatifs au titre de la sûreté (ESS) sont demandés d'être déclarés, dans la présente lettre de suites, suite à l'examen réalisé, après l'inspection, de fiches de position ayant conduit aux réunions d'arbitrage précitées.

## A. Demands d'actions correctives

### Analyse des comptes rendus d'arbitrage des évènements

Le jour de l'inspection, l'exploitant a transmis la liste des évènements survenus depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et pour lesquels des réunions d'arbitrage ont été organisées pour statuer sur le caractère déclaratif auprès de l'ASN. Plusieurs comptes rendus de ces réunions ont été consultés par sondage par les inspecteurs après l'inspection.

- Evènement relatif à la prolongation d'un évènement de groupe 1<sup>1</sup> lors de la réalisation de l'essai périodique

Afin de vérifier le caractère satisfaisant d'un critère de groupe A lors de la réalisation de l'essai périodique référencé EPC RPR 022, un évènement de groupe 1 a été posé. Une erreur humaine lors de l'application de la règle d'essai EPC RPR 022 vous a conduit à prolonger cet évènement de groupe 1, dans les délais prévus par les RGE. Cet évènement n'a pas conduit à la déclaration auprès de l'ASN d'un évènement significatif impliquant la sûreté (ESS).

Néanmoins, cette erreur est déjà survenue au mois d'octobre 2017. L'analyse de cette erreur vous avait amené à modifier la gamme opératoire de l'essai périodique EPC RPR 022. Toutefois, la modification cette gamme opératoire n'a pas empêché le renouvellement de l'erreur humaine dans le déroulement de la règle d'essai.

- Evènement relatif au non-respect de la conduite à tenir d'un évènement de groupe 2 posé dans le cadre du déploiement d'une modification matérielle

Afin d'intégrer la modification référencée PNPP 1196B sur la centrale nucléaire de Chinon, un évènement de groupe 2 a été posé afin de rendre indisponible la détection incendie. La parade associée à cet évènement, et appelée par les STE, est la mise en place d'une surveillance permanente ou d'une ronde une fois par heure dans les locaux où la détection incendie a été rendue indisponible durant l'intégration de la modification.

Toutefois, après analyse de l'évènement, l'ASN constate qu'aucune des deux parades (surveillance permanente ou ronde) associées à l'évènement de groupe 2 n'a véritablement été assurée dans les locaux au cours de l'intégration de la modification matérielle. Néanmoins, cet évènement n'a pas conduit à la déclaration auprès de l'ASN d'un évènement significatif impliquant la sûreté (ESS).

L'ASN constate que cet évènement relève d'un ESS, redevable du critère 3 du guide de l'ASN du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux évènements significatifs applicables aux installations nucléaires de base.

**Demande A1 : pour les deux évènements susmentionnés, je vous demande de déclarer auprès de l'ASN, dans les plus brefs délais, deux évènements significatifs impliquant la sûreté.**

---

<sup>1</sup> Sur les réacteurs nucléaires exploités par EDF, toute indisponibilité ou dysfonctionnement d'un matériel donne lieu à la pose d'un évènement. En fonction de leur importance pour la sûreté, ces indisponibilités sont réparties en deux groupes :

- les évènements de groupe 1 rassemblent les évènements impliquant des hypothèses de conception importantes pour la sûreté qu'il convient de respecter en exploitation. A ces évènements sont associés des stratégies de gestion du réacteur assorties de délai de mise en œuvre qu'EDF doit impérativement respecter ;
- les évènements de groupe 2 peuvent compromettre le contrôle, le diagnostic ou la conduite à suivre en cas d'anomalie. Les évènements de groupe 2 sont considérés comme moins engageants pour la sûreté du réacteur. Cependant, lorsque 5 ou plus de ces évènements se cumulent, ils donnent lieu à une conduite à tenir spécifique identifiée dans les RGE.

- Événement relatif à l'absence de vérification d'un critère de groupe A du chapitre IX<sup>2</sup> des règles générales d'exploitation (RGE) lors d'un essai périodique des diesels repérés 1 LHQ et 3 LHP/LHQ

Le 9 mars 2018, la filière indépendante de sûreté a mené une vérification de niveau 2 sur le thème « essais périodiques » au titre de la directive interne d'EDF n° 122 « Noyau dur de vérifications des centrales nucléaires ». Au cours de cette vérification, elle a détecté que lors des essais périodiques réalisés en août 2017 sur banc de charge à 100 % des diesels repérés 1 LHQ 201 GE, 3 LHP 201 GE et 3 LHQ 201 GE, le critère de groupe A du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) « Non débordement de l'évent de la bache repérée LHP/Q 002 BA » n'était pas vérifié.

Cette absence de vérification d'un critère de groupe A du chapitre IX des RGE lors d'un essai périodique n'a pas conduit à la déclaration auprès de l'ASN d'un événement significatif impliquant la sûreté.

A la suite de l'analyse a posteriori du métier, il apparaît que l'essai périodique sur les diesels a été réalisé par un prestataire intervenant en cas 1<sup>3</sup>. Ce prestataire est muni de sa propre documentation pour réaliser l'essai périodique sur les diesels. Toutefois, la documentation utilisée par le prestataire n'est pas conforme aux exigences d'EDF. Principalement, les critères de sûreté à vérifier pour statuer quant à la disponibilité des diesels, et présents dans la documentation du prestataire, ne sont pas en adéquation avec ceux des règles d'essais périodiques LHi.

En effet, le critère de groupe A du chapitre IX des RGE « Non débordement de l'évent de la bache repérée 002 BA » n'est pas considéré comme un critère de groupe A dans la documentation du prestataire intervenant en cas 1 et réalisant l'essai périodique.

L'analyse effectuée a posteriori par le métier précise que dans la documentation du prestataire, une vérification d'absence d'obstruction de l'évent, s'il est accessible, est effectuée. Toutefois, cette vérification d'absence d'obstruction de l'évent n'équivaut pas à la vérification d'absence de débordement de l'évent de la bache LHP/Q 002 BA et cette vérification n'est pas considérée comme un critère de groupe A du chapitre IX des RGE.

Ce constat interroge plus globalement la surveillance que vous effectuez sur les interventions des prestataires en « cas 1 ». Il convient *a minima* de vérifier que la documentation utilisée (gamme d'essai notamment) est conforme aux exigences d'EDF et en particulier aux critères RGE prescrits par le chapitre IX des RGE.

**Demande A2 : je vous demande de déclarer auprès de l'ASN, dans les plus brefs délais, cet événement significatif impliquant la sûreté. Par ailleurs, je vous demande de mettre en place les actions nécessaires pour que le critère de groupe A du chapitre IX des RGE susmentionné soit vérifié.**

<sup>2</sup> Le chapitre IX des RGE définit les essais périodiques (EP) à réaliser qui s'inscrivent dans une démarche de surveillance en exploitation. Ces EP ont le double objectif de démontrer d'une part la disponibilité des éléments importants pour la protection (EIP) et d'autre part le respect des hypothèses choisies pour les conditions de fonctionnement décrites dans les études d'accident du rapport de sûreté (RDS). Les critères à satisfaire, permettant de considérer un EP comme satisfaisant sont classés :

- en groupe A : critères dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté car ils sont représentatifs de l'indisponibilité d'un équipement ou d'une fonction ;
- ou en groupe B : critères dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans pour cela que ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, remise en cause jusqu'à la prochaine échéance de réalisation.

Les conditions d'acceptabilité d'un EP inclut l'atteinte des critères de groupe A ou B.

<sup>3</sup> Les prestataires qualifiés qui interviennent sur le CNPE doivent avoir mis en œuvre un système qualité répondant à des exigences. Celles-ci prévoient deux types d'intervention :

- en cas 1 : l'intervenant est soumis entièrement à sa propre organisation qualité et assure la maîtrise d'œuvre de son intervention à partir des exigences d'EDF ;
- en cas 2 : l'intervenant est soumis simultanément à sa propre organisation qualité et à l'organisation qualité d'EDF qui lui fournit le dossier de réalisation de travaux.

- Evénements relatifs au non-respect de la périodicité de réalisation d'essais périodiques

Les essais périodiques référencés EPC 3 JPP 033, EPC 4 REA 040 et EPC 2 DEL 012 n'ont pas été réalisés dans les périodicités requises. Ces dépassements de périodicité (tolérance de +25% incluse) n'ont pas conduit à la déclaration d'évènements significatifs impliquant la sûreté auprès de l'ASN.

Les inspecteurs notent qu'entre le mois d'avril 2018 et le mois de juin 2018, ces trois essais périodiques (EP) n'ont pas été réalisés selon les délais prescrits par les RGE.

Dans les analyses transmises par le site au cours de l'inspection, vous indiquez qu'à la place de certains EP, des tests de « bon fonctionnement » ont été réalisés a posteriori afin de démontrer la disponibilité du matériel.

Toutefois, les tests de « bon fonctionnement » n'équivalent pas à la réalisation des essais périodiques.

Cette absence de réalisation d'EP relève sans ambiguïté d'écarts au chapitre IX des RGE.

**L'ASN constate le caractère répétitif de l'absence de réalisation d'essais périodiques dans les délais impartis. Cette situation révèle un défaut dans la planification des essais périodiques.**

**Demande A3 : au vu de l'aspect répétitif, entre le mois d'avril 2018 et juin 2018, de l'absence de réalisation des essais périodiques selon les délais prescrits, je vous demande de déclarer auprès de l'ASN, dans les plus brefs délais, un évènement significatif impliquant la sûreté de critère 10.**



Retranscription des alarmes relevées en salle de commande dans le cahier de quart

Une extraction des alarmes présentes en salle de commande des réacteurs 1 et 2 et des tranches 0 et 9 et inscrites au cahier de quart électronique a été réalisée à 10h00 le jour de l'inspection. Vous avez précisé que cette extraction était une image des alarmes présentes à 5h50 le 17 juillet 2018.

Les inspecteurs ont tout d'abord constaté que l'alarme repérée 9 TEG 504 AA n'était pas inscrite au cahier de quart alors que celle-ci était apparue en salle de commande le 16 juillet 2018. Celle-ci était toujours présente lors de l'inspection.

Les inspecteurs ont également constaté que certaines alarmes étaient toujours inscrites sur le cahier de quart électronique alors qu'elles avaient été acquittées et n'apparaissaient plus en salle de commande du réacteur 1 (à l'arrêt). Cette situation concernait les alarmes suivantes :

- les alarmes 1 KSC 006 AA et 016 AA, acquittées depuis le 13 juillet 2018 à la suite de la levée du régime de consignation 9RC18741 ;
- les alarmes 1 SAP 005, 006 et 007 AA, acquittées depuis le 12 juillet 2018 à la suite de la levée du régime de consignation 9RC18704 ;
- les alarmes 1 REA 402 et 404 AA, acquittées à la suite de l'appoint du réservoir 1 REA 004 BA réalisé le 15 juillet 2018.

Les inspecteurs considèrent que le cahier de quart n'est pas à jour et ne représente pas en temps réel les alarmes présentes en salle de commande.

**Demande A4 : je vous demande de tenir à jour le cahier de quart afin que celui-ci soit représentatif des alarmes présentes en salle de commande. La tenue du cahier de quart doit à la fois tenir compte des alarmes apparues et de celles qui ont été acquittées.**



Traitement des demandes de travaux associées à des alarmes

Au cours de l'inspection, des alarmes allumées ont été relevées et les demandes de travaux associées à ces alarmes ont été contrôlées par sondage.

- Alarme 1 RCP 525 AA

Vos représentants ont indiqué que l'alarme repérée 1 RCP 525 AA est apparue le 12 février 2018 en salle de commande du réacteur 1.

La demande de travaux (DT) n° 503584 a été affectée le 16 février 2018 pour traiter une anomalie matérielle relative à une cellule de puissance d'une chaufferette du pressuriseur. Vous avez précisé que cette demande de travaux devait être traitée dans un délai maximal de deux à douze semaines (priorité P3). La DT, figée à février 2018, indique que la pièce de rechange est en cours de commande. Au jour de l'inspection, la pièce de rechange n'était toujours pas disponible sur la centrale nucléaire. Aucune relance concernant son approvisionnement ne semble avoir été réalisée. Ainsi, le délai maximal de traitement de la DT n'est pas respecté.

**Demande A5 : je vous demande de procéder, dans les plus brefs délais, au remplacement de la cellule de puissance de la chaufferette du pressuriseur du réacteur 1. Le cas échéant, je vous demande de transmettre les informations relatives à l'approvisionnement de la pièce de rechange nécessaire pour exécuter ces travaux.**



Gestion des DMP et des MTI

La directive interne EDF DI 74 précise que toutes les modifications appliquées en tant que DMP/MTI doivent être temporaires et faire l'objet d'une analyse de risque et de besoin.

La note locale de déclinaison de la DI 74 précise que le site est responsable de la mise à jour et de la pérennisation des listes locales de DMP/MTI. Sur cette liste, la date prévisionnelle de la dépose finale de chaque DMP/MTI doit, en particulier, être renseignée.

Le jour de l'inspection, vos représentants ont indiqué qu'aucun DMP n'était présent sur le réacteur 2.

La liste locale des MTI présentes sur le réacteur 2 à la date du 17 juillet 2018 a été examinée par les inspecteurs au cours de l'inspection. Ces MTI étaient au nombre de quarante-sept.

L'examen de cette liste locale amène les inspecteurs à formuler le constat suivant : la MTI n° 1982479-02 « Pose MTI pour retrait du thermocouple repéré L12<sup>4</sup> » a été posée le 3 décembre 2007. La date prévisionnelle de dépose est le 31 décembre 2022.

---

<sup>4</sup> Les informations relatives à la température (cœur, couvercle) sont calculées à partir de mesures de température dans la cuve effectuées au moyen des thermocouples du système d'instrumentation interne du cœur (RIC).

Les inspecteurs ont examiné la fiche d'analyse du cadre réglementaire (FACR) qui signalait que le remplacement du thermocouple devait être réalisé au plus tard au cours de l'arrêt de réacteur de 2014.

Néanmoins, l'exploitant n'a pas été en mesure de présenter une analyse justifiant et validant le report du retrait du thermocouple repéré L12 de l'année 2014 au 31 décembre 2022.

Les inspecteurs ont noté que de nombreuses MTI étaient posées pour le retrait ou l'inhibition de thermocouples du système d'instrumentation interne du cœur (RIC) et dont les dates de dépose sont fixées en septembre 2018 ou en 2022. Les MTI qui ont été relevées sont les suivantes : n° 01982575-01, 01988514-02, 01981285-02, 01981440-02, 01981267-01, 01988571-02, 01981037-01, 01982479-02, 01982491-02, 01980957-01, 01980249-02 et 01988227-01.

**Demande A6 : je vous demande d'analyser l'acceptabilité du report d'échéance que vous avez fixé au 31 décembre 2022 pour déposer la MTI n° 1982479-02. Le cas échéant, je vous demande de mettre en place, dans les plus brefs délais, les actions nécessaires pour déposer cette MTI.**

**Demande A7 : pour les MTI citées ci-après, si les dates de dépose prévisionnelles inscrites dans la liste locale des MTI du réacteur 2 ne sont pas en cohérence avec celles prescrites dans les FACR, je vous demande d'analyser l'acceptabilité du report d'échéance que vous avez fixé en septembre 2018 ou en 2022 pour déposer ces MTI. Pour chacune de ces MTI, je vous demande de me transmettre la date de dépose prévisionnelle qui est fixée dans la FACR. Le cas échéant, je vous demande de mettre en place les actions nécessaires pour déposer ces MTI dans les plus brefs délais.**

Ces analyses seront menées pour les MTI suivantes : n° 01982575-01, 01988514-02, 01981285-02, 01981440-02, 01981267-01, 01988571-02, 01981037-01, 01982479-02, 01982491-02, 01980957-01, 01980249-02 et 01988227-01.

La dépose des MTI n° 01989896-01 et 01990015-01 était prévue le 17 juillet 2018. Le jour de l'inspection, vous avez indiqué que ces deux MTI seraient finalement déposées deux semaines plus tard.

Toutefois, le jour de l'inspection, aucune analyse de l'acceptabilité du report d'échéance de la dépose de ces MTI n'a pu être présentée aux inspecteurs.

De plus, la MTI n° 02180684-01 a été posée le 9 avril 2016 pour rendre indisponible la pompe SEO 005 PO. Toutefois, aucune instruction de dépose prévisionnelle n'était fixée dans la liste locale des MTI présentes sur le réacteur 2.

**Demande A8 : je vous demande de :**

- me transmettre l'analyse d'acceptabilité du report d'échéance de dépose des MTI n° 01989896-01 et 01990015-01. Le cas échéant, je vous demande de réaliser, sans délai, les actions nécessaires pour déposer ces MTI ;
- me justifier qu'une date prévisionnelle de dépose de la MTI n° 02180684-01 a été fixée et que celle-ci est acceptable.

L'ASN considère que l'absence d'analyse d'acceptabilité du report d'échéance de dépose de MTI met en avant un manque de rigueur dans la gestion de la dépose des MTI.

Traitement des constats émis lors de visites terrain

La liste des constats émis entre le 1<sup>er</sup> juillet 2017 et le 1<sup>er</sup> juillet 2018 a été transmise par l'exploitant en amont de l'inspection. Par sondage, les inspecteurs ont contrôlé la mise en œuvre de mesures correctives à la suite de constats émis.

- Délivrance de permis de feu malgré des pertes des fragilités de sectorisation incendie

Le constat CS-2017-08-06889 émis le 22 août 2017 signalait qu'un permis de feu avait été délivré à trois reprises pour intervenir sur la ventilation générale du bâtiment des auxiliaires de conditionnement repérée 8 DVN 006 ZV malgré une perte d'intégrité en cours (fragilité de sectorisation incendie).

Le constat précise que ce point est à traiter comme un signal faible sur la détection incendie. Les inspecteurs ont noté que ce constat a fait l'objet d'un point de vigilance lors de la réunion des équipes de direction qui s'est tenue le 22 août 2017. Toutefois, aucune autre action corrective complémentaire n'a été mise en place.

L'ASN considère que la mesure mise en place n'est pas suffisante au vu de la répétitivité du constat.

**Demande A9 : je vous demande de vous réinterroger sur les raisons pour lesquelles des permis de feu ont été délivrés alors que des pertes d'intégrité étaient présentes. Je vous demande de transmettre votre analyse et les actions correctives mises en place.**

- Visites terrain non réalisées

Le constat CS-2017-08-06952 émis le 25 août 2017 signale que des rondes n'ont pas été réalisées dans la salle des machines au cours de l'arrêt pour maintenance et rechargement du réacteur 1 : cinq rondes n'ont pas été réalisées sur quatre jours. Ce constat a été émis lors d'une vérification de niveau 2 réalisée sur le thème « rondes » au titre de la directive interne d'EDF DI122 « Noyau de dur de vérifications des centrales nucléaires » par la filière indépendante de sûreté en 2017.

Par ailleurs, certains relevés des rondes font apparaître des écarts qui ne sont pas systématiquement justifiés. Il est précisé que ces types d'écarts (non réalisation de ronde, écarts relevés non justifiés) sont observés de manière récurrente lors des vérifications au titre de la DI122 (visite de surveillance faite par le service SSQ). Vous avez indiqué que ce constat a été partagé avec l'Etat Major du service conduite.

Toutefois, le partage de ce constat ne semble pas suffisant pour éviter le renouvellement de ce type d'écart. La filière indépendante de sûreté (FIS) a notamment précisé dans son constat que ces écarts devaient être recueillis comme des signaux faibles pour l'analyse des tendances.

Considérant que les écarts observés sont récurrents, une analyse plus approfondie des signaux faibles, déjà constatés, aurait déjà dû être menée afin de définir les actions ad hoc pour éviter le renouvellement de ces constatations. Or à ce jour, aucune action n'a été engagée.

**Demande A10 : je vous demande de mettre en place les actions correctives nécessaires pour éviter le renouvellement de ce constat (non réalisation de ronde, écarts relevés lors des rondes non justifiés et non tracés). Je vous demande de me transmettre ces actions correctives.**

## B. Demandes de compléments d'information

### Taux d'oxygène trop élevé dans le réservoir REA eau (9 REA 001 BA)

Lors de l'inspection, un événement relatif au non-respect d'une spécification chimique était présent en salle de commande sur le tableau d'affichage des événements prévus par les spécifications techniques d'exploitation (STE). Cet événement, posé depuis le mois d'octobre 2017, portait sur le taux d'oxygène d'un réservoir du circuit d'appoint en eau du circuit primaire principal (REA eau), référencé 9REA001BA. Les inspecteurs ont relevé sur le tableau des événements du réacteur 2 que le taux d'oxygène dans ce réservoir était supérieur à la valeur limite d'oxygène (0,1 mg/kg soit 100 ppb) requise par les spécifications chimiques applicables sur les réacteurs de la centrale nucléaire de Chinon.

Vos représentants ont précisé aux inspecteurs que, conformément à la conduite à tenir des spécifications chimiques, l'autre réservoir repéré 9 REA 002 BA était utilisé. La conduite à tenir précise également que le site doit engager les actions pour retrouver une teneur en oxygène inférieure à la valeur limite.

Vous avez précisé qu'en 2015, le réservoir 9 REA 001 BA avait fait l'objet de travaux de peinture. En octobre 2017, un diagnostic de ce réservoir a mis en évidence un décollement de la peinture, le réservoir a donc été considéré comme indisponible. Au début de l'année 2018, l'expertise menée sur ce réservoir a conclu à la nécessité de modifier le type de peinture utilisée. Les travaux de rénovation seront entrepris dans les semaines à venir.

Les inspecteurs ont noté que des travaux de rénovation de la peinture du réservoir 9 REA 001 BA seront mis en place neuf mois après la détection de la problématique. Toutefois, les inspecteurs n'ont pas pu faire le lien entre les travaux de rénovation de la peinture du réservoir et le taux d'oxygène élevé dans de ce réservoir.

**Demande B1 : je vous de demande de mettre en place les actions que vous devez engager, conformément aux dispositions précisées dans les spécifications chimiques applicables sur les réacteurs de la centrale nucléaire de Chinon, afin de retrouver un taux d'oxygène conforme dans le réservoir repéré 9 REA 001 BA. Vous présenterez également le calendrier de mise en œuvre de ces actions ainsi que les mesures compensatoires que vous prendrez dans l'attente du traitement de cet écart aux spécifications chimiques.**



### Suivis des paramètres clés PP62 en fonction du domaine d'exploitation du réacteur concerné

La prescription RS6 de la prescription permanente PP62 « Surveillance en salle de commande » requiert que « *la surveillance globale [comprende] la réalisation de tour de blocs complets périodiques et la **surveillance permanente** de 7 à 8 paramètres clés du réacteur ainsi que des alarmes* ».

Sur plusieurs CNPE, l'ASN constate que des magnets sont positionnés à proximité des indicateurs et des enregistreurs PP62, ce qui permet de repérer en salle de commande les paramètres à surveiller **en permanence** en fonction de l'état de tranche. Une surveillance de ces paramètres est également faite au travers de l'écran PP62 présent en salle de commande.

Sur le CNPE de Chinon, les inspecteurs n'ont pas relevé la présence de tels magnets au niveau des salles de commande des réacteurs 1 (à l'arrêt) et 2 (en puissance). Vos représentants ont indiqué que la surveillance des paramètres clés PP62 était uniquement effectuée via les paramètres indiqués sur l'écran PP62.

Lors de leur contrôle, les inspecteurs ont constaté que l'écran PP62 n'était pas consulté fréquemment par les opérateurs présents en salle de commande. Ce constat tend à démontrer que les paramètres clés, appelés par la PP62, ne font pas l'objet d'une surveillance permanente.

**Demande B2 : je vous demande de me justifier que les dispositions en place au sein du CNPE de Chinon permettent de répondre aux attendus de la prescription RS6 de la PP62, en particulier sur la surveillance permanente à effectuer pour 7 à 8 paramètres clés du réacteur.**



Traitement des demandes de travaux associées à des alarmes

Au cours de l'inspection, des alarmes allumées ont été relevées et les demandes de travaux associées à ces alarmes ont été contrôlées par sondage.

- Alarme 2 RRB 012 AA

L'alarme repérée 2 RRB 012 AA est apparue le 14 octobre 2017 en salle de commande du réacteur 2.

Vos représentants ont indiqué que deux DT ont été affectées au traitement de cette alarme relative à une anomalie matérielle sur le circuit de relayage d'une tuyauterie RIS véhiculant du bore : DT n° 512937 et 528148.

La DT n° 512937 a été émise le 6 mars 2018 et a été classée en priorité 3 (P3), c'est-à-dire à traiter entre deux et douze semaines après son émission. Toutefois, elle a été annulée, sans justification, le 29 juin 2018.

La DT n° 528148 a été émise le 6 avril 2018 et a également été classée en priorité 3. Cette DT n'est pas encore clôturée, ce qui signifie que les travaux n'ont pas encore été exécutés. Ainsi, les inspecteurs ont constaté que :

- la DT n° 512937 n'a été émise qu'en mars 2018, soit près de cinq mois après l'apparition de l'alarme, puis annulée sans aucune justification apparente ;
- la DT n° 528148 a été ouverte un mois après la première DT. Pourtant, le délai de traitement de la DT n° 528148 a de nouveau été fixé avec une priorité P3. Cette priorité ne permet donc pas de respecter le délai maximal initial de douze semaines après émission de la demande de travaux ;
- le délai maximal de douze semaines pour traiter la DT n° 528148 n'est pas respecté.

**Demande B3 : je vous demande :**

- **de justifier les raisons pour lesquelles cinq mois ont été nécessaires pour émettre une demande de travaux pour traiter l'alarme 2 RRB 012 AA ;**
- **de justifier l'annulation de la DT n° 512937 ;**
- **de réaliser, sans délai, les travaux nécessaires pour clôturer la DT n° 528148.**



**C. Observations**

**C1** - En cas d'indisponibilité partielle ou totale d'une ou plusieurs détections incendie de fumée dans une casemate d'un groupe motopompe primaire, une retransmission de la caméra de surveillance installée dans la casemate du groupe motopompe primaire doit être effective en salle de commande. Un essai de retransmission en salle de commande des caméras de surveillance des casemates des trois groupes motopompes primaires du réacteur 2 a été réalisé. Ce dernier s'est avéré satisfaisant.

**C2** - Sur le premier semestre de 2018, le positionnement de la filière indépendante de sûreté (FIS) n'a pas été suivi par la Direction pour 11 situations d'écarts sur les 29 enregistrées depuis début 2018.

**C3** - En application de la demande temporaire (DT) n° 356, le CNPE peut avoir recours à la notion de « fortuit étendu » pour solutionner une problématique technique, généralement associée à un fortuit, sans avoir à solliciter, auprès de l'ASN, une demande de modification temporaire des règles générales d'exploitation.

Interrogés sur la communication faite par le CNPE auprès de l'ASN lors du recours au « fortuit étendu », vos représentants ont indiqué qu'aucune information n'était réalisée.

Les inspecteurs ont manifesté leur étonnement eu égard aux pratiques d'autres CNPE qui informent l'ASN en cas de recours au « fortuit étendu ». Ce constat montre encore des pratiques hétérogènes entre CNPE.

**C4** - Lors d'une vérification faite par le service sûreté qualité du CNPE, il a été observé que les compétences nécessaires au contrôle technique, exigé par l'arrêté INB du 7 février 2012 modifié, de l'AIP associée aux rejets gazeux n'étaient pas formalisées pour le service conduite.

Les inspecteurs ont constaté que depuis, plusieurs actions, suivies au travers de la fiche action n° 21670, ont été déclinées pour remédier à cet écart.

**C5** - Les inspecteurs souhaitent signaler la difficulté qu'ils ont eu à récupérer, au cours de l'inspection, les comptes rendus des réunions d'arbitrage d'évènements, susceptibles d'être redevables d'un caractère déclaratif au titre du guide de l'ASN du 21 octobre 2005. Malgré plusieurs relances faites au cours de l'inspection, ces comptes rendus n'ont été fournis par l'exploitant qu'à la fin de l'inspection. Les comptes rendus des réunions ont donc été analysés par les inspecteurs après l'inspection.



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](http://www.asn.fr)).

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

L'adjoint au chef de la division d'Orléans de l'ASN,

Signé par Alexandre HOULÉ