

CODEP-OLS-2020-049370

Orléans, le 12 octobre 2020

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de  
Production d'Electricité de Dampierre-en-Burly  
BP 18  
45570 OUZOUER-SUR-LOIRE

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et 85  
Inspection n° INSSN-OLS-2020-0765 du 30 septembre 2020  
« Application de l'arrêté du 20 novembre 2017 »

**Réf. :** Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V  
Code de l'environnement, notamment son chapitre VII du titre V du livre V et L 593-33

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 30 septembre 2020 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Application de l'arrêté du 20 novembre 2017 ».

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 « Application de l'arrêté du 20 novembre 2017 » relatif au suivi en service des équipements sous pression (ESP). Les inspecteurs ont effectué un contrôle des dossiers d'exploitation, des plans d'inspection et des notes techniques associées pour la définition des zones sensibles de certains équipements ayant subi différents types d'interventions en 2019 ou 2020. Un examen a également été réalisé pour les équipements se situant en salle des machines des quatre réacteurs, dans le bâtiment électrique du réacteur 1 et dans le bâtiment des auxiliaires généraux.

Au vu de cet examen par sondage, il ressort que les dossiers d'exploitation sont complets et disponibles, les intervenants connaissent les équipements, le retour d'expérience issu des autres CNPE est pris en compte, les paramètres chimiques des fluides contenus dans les équipements sont suivis, des mesures compensatoires sont parfois mises en place malgré l'exclusion de certaines zones sensibles et que les périodicités de contrôle des zones sensibles, d'inspection périodique et de requalification périodique sont respectées.

Les inspecteurs ont constaté la présence de vibrations sur un équipement dont l'exclusion d'un mode de dégradation était notamment justifiée par l'absence de vibrations. Ils ont également observé plusieurs fuites dans les salles des machines des quatre réacteurs, identifiées, balisées et connues du SIR (service d'inspection reconnu).

L'inspection a mis en évidence l'absence de prise en compte des incertitudes de mesure dans l'estimation des cinétiques de corrosion érosion pouvant amener à surestimer la durée de vie résiduelle d'un équipement dans une approche conservatrice et donc à augmenter les périodicités de contrôle. Elle a également montré que les mises à jour des plans d'inspection à l'issue de la visite partielle du réacteur 1 en 2019 n'étaient pas encore toutes réalisées. L'analyse d'impact des éventuels contrôles à réaliser d'ici la mise à jour des plans d'inspection est toutefois réalisée.

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

### Estimation des cinétiques de corrosion érosion

L'article 13 de l'arrêté du 20 novembre 2017 relatif au suivi en service des équipements sous pression et des récipients à pression simples stipule que « lorsqu'un équipement fait l'objet d'un suivi selon un plan d'inspection, ce plan définit les actions minimales de surveillance à réaliser pour qu'un équipement fasse l'objet d'un examen complet dans l'intervalle séparant deux requalifications périodiques ou l'intervalle entre la mise en service et la première requalification périodique, pour les équipements soumis à cette opération de contrôle. Dans le cas où le plan prévoit des contrôles non destructifs, il précise leur nature, leur localisation, leur étendue et la période maximale entre deux contrôles.

Un examen est considéré comme étant complet s'il permet une surveillance effective, selon des critères d'acceptabilité prédéterminés, de l'ensemble des modes de dégradation réels et potentiels pouvant affecter l'équipement. Il tient compte des conditions de conception et de fabrication de l'équipement mentionnées dans la notice d'instructions, des conditions de son exploitation, de l'environnement dans lequel il est utilisé, et des résultats des examens antérieurs, en particulier l'évaluation des dégradations éventuelles mises en évidence, qu'elles soient liées à sa fabrication ou à son exploitation. Les critères d'acceptabilité sont adaptés au caractère qualitatif, semi-quantitatif ou quantitatif des informations intervenant dans la détermination de la période maximale entre les contrôles et de leur nature contribuant à l'examen complet, et aux incertitudes affectant ces informations.

[...]

Le plan d'inspection est établi selon les guides professionnels ou cahiers techniques professionnels approuvés, listés en annexe 2, ou selon d'autres guides ou cahiers techniques professionnels approuvés par décision du ministre chargé de la sécurité industrielle publiée au Bulletin officiel du ministère chargé de la sécurité industrielle ».

Les inspecteurs se sont intéressés à l'équipement 2GSS101BA qui est suivi par un plan d'inspection. Ce dernier a été établi selon le guide professionnel EDF pour l'élaboration des plans d'inspection, qui précise : « Certains équipements font l'objet d'une pré-analyse, [...] animée par une entité EDF nationale et impliquant les SIR des unités équipées d'équipements du même type. Elle aboutit à la rédaction d'un « guide spécifique », listant les zones sensibles identifiées et les modes de dégradation associés retenus pour ces équipements. Le guide spécifique est une donnée d'entrée de la rédaction des justifications des dispositions de surveillance retenues dans le PI. Ce PI peut être complété, le cas échéant, par de nouvelles zones sensibles jugées pertinentes par le SIR (REX local lié à des particularités locales, analyse de la notice d'instructions...). Inversement, le SIR peut décider de ne pas prendre en compte certaines zones sensibles du guide spécifique sous réserve de justifier son choix. Pour définir les modes de dégradation réels et potentiels pouvant affecter l'équipement, le CNPE s'appuie sur des guides nationaux spécifiques à chaque équipement et rédigés sur la base du retour d'expérience de l'exploitation des autres CNPE du parc nucléaire EDF et des connaissances des experts nationaux. Ces guides spécifiques identifient ainsi des zones sensibles pour chaque équipement que le CNPE peut prendre en compte ou non ».

Le plan d'inspection de cet équipement a été rédigé sur la base du guide national spécifique, qui identifie différentes zones sensibles. Le CNPE en a retenu certaines mais en a exclu d'autres, notamment les zones identifiées I3, E2/I2 et E4. Le mode de dégradation retenu pour ces zones est le phénomène de corrosion érosion. Les différentes justifications sont enregistrées dans la note technique « Inspection, requalification, examens non destructifs des zones sensibles des ballons GSS 101 à 401 BA », commune aux quatre réacteurs du site.

Les équipements ont été modifiés en 1986 pour éviter les dégradations dans la zone I3. Cependant, de nouvelles dégradations ont été observées sur l'équipement du réacteur 1 (1GSS101BA). Les zones sensibles subissant une dégradation dans le temps sur le réacteur 1 sont suivies par des dossiers de traitement d'écart (DTE) qui permettent d'évaluer la cinétique de dégradation et de programmer les contrôles à réaliser pour s'assurer de la présence d'une marge suffisante pour éviter toute rupture de l'équipement.

Les zones sensibles identifiées E2/I2 n'ont jamais connu de dégradation sur le CNPE. De ce fait, elles ont été exclues du suivi au titre des zones sensibles, mais restent contrôlées lors de chaque inspection périodique.

La zone sensible identifiée E4 n'a pas été retenue par le CNPE malgré des variations d'épaisseurs significatives relevées notamment en 2012 et 2014 sur 2GSS101BA. L'épaisseur résiduelle de l'équipement en 2012 et 2014 restait supérieure à l'épaisseur nominale prévue à la conception ainsi qu'à l'épaisseur minimale de tenue à la pression. Le CNPE a estimé la cinétique de dégradation à plus de 50 cycles (soit environ 50 ans) pour atteindre l'épaisseur minimale de tenue à la pression de l'équipement 2GSS101BA. Ces pertes d'épaisseur montrent que le phénomène de corrosion érosion est présent même si l'épaisseur nominale n'est pas encore atteinte. Les inspecteurs se sont donc intéressés à l'estimation de la cinétique de corrosion.

Cette dernière se base sur les variations d'épaisseur mesurées dans le temps. Cependant, la cinétique de corrosion estimée ne prend pas en compte les incertitudes de mesure inhérentes à la technologie utilisée, tel que stipulé à l'article 13 de l'arrêté susmentionné. La méthode d'estimation de la cinétique de corrosion utilisée par le CNPE n'est donc pas systématiquement conservatrice et peut amener à surestimer la durée de vie résiduelle d'un équipement.

A titre d'exemple, sur la zone sensible E4, la durée de vie restante, estimée avec les mesures réalisées en 2012 et 2014 en prenant en compte les incertitudes de mesure, est de 28 cycles, contre plus de 50 cycles sans prise en compte des incertitudes. Même si cela laisse une marge importante sur cet équipement, cette méthode est utilisée sur les autres équipements du CNPE pour lesquels les marges peuvent être plus réduites.

**Demande A1 : je vous demande :**

- **d'identifier les équipements sous pression comportant des zones sensibles suivies par DTE ;**
- **d'intégrer les incertitudes de mesure dans l'estimation des cinétiques de corrosion pour les zones sensibles de ces équipements ;**
- **de me rendre compte de l'impact de cette évolution sur le suivi des zones sensibles des équipements identifiés.**

∞

Mise à jour des plans d'inspection

Le guide professionnel EDF pour l'élaboration des plans d'inspection susmentionné précise : « *Après chaque inspection périodique et chaque requalification périodique le SIR se prononce sur la nécessité ou non de réviser le PI suivant un délai ne dépassant pas 12 mois* ».

Les inspecteurs ont examiné les bilans transmis par le SIR à la fin de chaque arrêt de réacteur de 2019 et 2020. Le bilan relatif à la visite partielle du réacteur 1 en 2019 fait apparaître la nécessité de mettre à jour un certain nombre de plans d'inspection suite notamment à des modifications de pression de service, à la découverte de nouveaux modes de dégradation ou au changement de type de soupape. Cet arrêt s'est déroulé entre les mois de juillet et septembre 2019.

De ce fait, au jour de l'inspection, l'échéance de 12 mois imposée par le guide professionnel EDF pour la mise à jour des plans d'inspection était dépassée. Les inspecteurs ont constaté que les plans d'inspection n'étaient pas tous mis à jour. Cependant, ils ont noté qu'une analyse d'impact avait tout de même été réalisée, notamment pour identifier et programmer par avance les contrôles qui seront à réaliser une fois les plans d'inspection mis à jour.

Pour les autres réacteurs du site, l'échéance de 12 mois n'était pas encore atteinte.

**Demande A2 : je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour respecter le délai de mise à jour des plans d'inspection prescrit par le guide professionnel EDF pour l'élaboration des plans d'inspection. Vous m'indiquerez l'échéance à laquelle les plans d'inspection nécessitant une mise à jour suite à la visite partielle du réacteur 1 en 2019 seront modifiés.**

☺

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

### Présence de vibrations sur la bache 4SAR014BA

La note technique « Inspection, requalification, examens non destructifs des zones sensibles des baches de régulation d'air SAR » référencée D5140/NT/05.193 ind. D présente, comme demandé par le guide professionnel EDF susmentionné, l'analyse des modes de dégradation potentiels de ces baches et notamment de la bache 4SAR014BA. Le mode de dégradation de type fatigue mécanique pour les ESP soumis à des sources d'excitation (oscillations ou vibrations) n'est pas retenu par le SIR pour cet équipement du fait qu'« il n'y a pas de vanne réglante à proximité de ces équipements, ni de compresseur ».

Cependant, lors de la visite terrain, les inspecteurs ont constaté que des vibrations étaient présentes sur la bache 4SAR014BA ainsi que sur ses piquages.

**Demande B1 : je vous demande de me préciser :**

- **l'origine des vibrations constatées sur la bache 4SAR014BA ;**
- **depuis combien de temps ces vibrations sont présentes sur la bache et ses piquages ;**
- **si le plan d'inspection de la bache 4SAR014BA nécessite une mise à jour suite à ces constats.**

☺

## **C. Observations**

### Disponibilité des dossiers d'exploitation

C1 . L'ensemble des documents demandés lors de l'inspection a été transmis dans les délais convenus et tenu à disposition le jour de l'inspection.

### Prise en compte du retour d'expérience

C2 . Les inspecteurs ont noté que le retour d'expérience issu d'autres sites était pris en compte pour la mise à jour des plans d'inspection des équipements sélectionnés.

### Paramètres chimiques

C3 . Le SIR a fait le choix de ne pas suivre certaines zones sensibles du fait d'un suivi des paramètres chimiques des fluides contenus dans les équipements. Les paramètres chimiques contrôlés par les inspecteurs étaient conformes, mis à part au niveau du poste d'eau du réacteur 2 au mois d'août 2020, dont les dépassements n'entraînent pas de dégradation à court terme selon le SIR.

Mesures compensatoires

C4 . Les inspecteurs ont pu noter que lorsque le SIR a fait le choix de ne pas retenir des zones sensibles pour certains équipements, des mesures compensatoires telles que des mesures d'épaisseur sont tout de même parfois intégrées aux plans d'inspection.

Périodicités des inspections et requalifications périodiques

C5 . Parmi les dossiers d'exploitations contrôlés, les inspecteurs n'ont pas relevé de dépassement de périodicités pour les inspections ou requalifications périodiques.

Fuites en salles des machines

C6 . Lors de leur passage dans les salles des machines des 4 réacteurs, les inspecteurs ont observé plusieurs fuites sur des équipements. Ces fuites étaient identifiées et connues du SIR et les zones étaient balisées. Cependant, les inspecteurs rappellent que ces fuites n'ont pas vocation à perdurer dans le temps.

☺

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement et conformément à l'article R. 596-5 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

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

Pour le Chef de la division d'Orléans,  
Le chef du pôle REP

Signé par Christian RON