

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2020-029502

Orléans, le 28 mai 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-2020-0749 du 22 mai 2020
« Systèmes de sauvegarde – Covid19 *in situ* »

Réf. : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux INB

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 22 mai 2020 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Systèmes de sauvegarde – Covid19 *in situ* ».

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 « Systèmes de sauvegarde – Covid19 *in situ* ». Dans ce cadre, plusieurs sous-thèmes ont été abordés sous l'angle de l'impact possible des mesures prises dans le cadre de la gestion du risque lié au coronavirus sur l'organisation du CNPE concernant la gestion de la conformité des installations.

Cette inspection a été l'occasion pour l'ASN de vérifier que l'organisation et les dispositions mises en place par le CNPE de Dampierre, au regard de la crise sanitaire actuelle (Covid19), permettaient de maintenir un niveau adapté de sûreté des installations. A cet effet, les inspecteurs ont essentiellement procédé à un contrôle de terrain des installations afin de compléter les vérifications déjà réalisées à distance pendant la période de confinement ou celles effectuées lors de l'inspection du 7 mai 2020 (référéncée INSSN-OLS-2020-0936).

Ainsi, lors de l'inspection du 22 mai 2020, les inspecteurs ont procédé à divers contrôles dans les locaux suivants :

- Réacteur n° 1 : bâtiment combustible (BK) et bâtiment où se trouvent la bache ASG (alimentation de secours des générateur de vapeur) et le silencieux de l'échappement vapeur de la turbopompe ASG.
- Réacteur n° 2 : bâtiment combustible (BK), bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), bâtiment où se trouvent les motopompes et la turbopompe du système ASG (alimentation de secours des générateurs de vapeur).

Le lieu d'entreposage des matériels locaux de crise (MLC) a également fait l'objet d'un contrôle par les inspecteurs de l'ASN.

Les inspecteurs se sont aussi entretenus avec le directeur délégué en charge de la production afin d'échanger sur l'impact des mesures sanitaires mises en œuvre sur site dans le cadre de la gestion du risque Covid19. A cet effet, plusieurs thématiques ont été abordées comme la présence managériale sur le terrain, le maintien des exercices incendie et PUI (plan d'urgence interne) et les risques liés au facteur organisationnel et humain (FOH), lors de la période de confinement et dans la phase actuelle, où le télétravail reste privilégié lorsqu'il est possible. Les inspecteurs notent positivement la qualité et la transparence de cet échange.

Au vu des contrôles réalisés le 22 mai 2020, il s'avère néanmoins que les inspecteurs ont identifié des écarts qui font l'objet de demandes d'actions correctives dans le présent courrier.



A. Demandes d'actions correctives

Dispositions d'essais, de surveillance et de maintenance des équipements du système de réchauffage du bore (RRB)

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] prévoit que « *les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire.* »

Le système RRB doit garantir l'absence de risque de cristallisation et de prise en masse des tuyauteries véhiculant du bore. Il doit donc maintenir, lorsque la température ambiante est insuffisante, la température des solutions à base de bore à un niveau supérieur à la température limite de solubilité du bore.

Ce critère fonctionnel doit s'appliquer au traçage (c'est-à-dire au réchauffement contrôlé) de différents circuits ou portions de circuits en fonction de leur rôle vis-à-vis de la sûreté. C'est le cas des circuits suivants :

- injection de la cartouche de bore 21000 ppm ainsi que la boucle de recirculation ;
- appoint en eau borée au primaire par le circuit RCV (système de contrôle chimique et volumétrique) depuis les réservoirs d'acide borique REA-bore (système d'appoint en eau borée) ;
- injection de sécurité en aspiration sur la bache PTR (système de traitement et de refroidissement de la piscine combustible) ;
- mesure de niveau de la bache PTR ;
- aspersion dans l'enceinte en aspiration sur la bache PTR.

Lors de leur contrôle, les inspecteurs ont souhaité examiner les mesures mises en place par EDF pour respecter les dispositions du rapport de sûreté requérant que « *le système RRB doit être conçu pour permettre de réaliser les essais périodiques et la surveillance en exploitation de ses principaux composants afin de garantir sa disponibilité pour l'accomplissement de ses fonctions de sûreté* ».

En ce qui concerne le dimensionnement du calorifuge associé au système de traçage électrique, le rapport de sûreté prévoit que « *le calorifuge est dimensionné pour qu'en cas de perte des réseaux de traçage, l'inertie thermique qu'il procure soit telle que la température de cristallisation ou de gel ne soit pas atteinte avant au moins quinze minutes (délai d'intervention accordé à l'opérateur)*. »

Si les inspecteurs ont pu constater que le délai d'intervention de l'opérateur est bien retranscrit dans la documentation d'exploitation, vos représentants n'ont pas été en mesure de justifier que le calorifuge en place respectait bien les dispositions de conception supra. Ils n'ont pas non plus pu présenter les modalités de vérification et de maintenance des propriétés thermiques des calorifuges RRB. Vous avez indiqué aux inspecteurs que vous envisagiez de vous rapprocher de vos services centraux pour instruire ce point.

Demande A1 : en application de l'article 2.5.1 de l'arrêté du 7 février 2012, je vous demande de mettre en place les dispositions qui s'imposent de sorte que des vérifications / remplacements périodiques des calorifuges du traçage électrique RRB soient effectués, afin de maintenir dans le temps les exigences techniques prises en compte dans l'analyse de sûreté des réacteurs.

Je vous demande également de me transmettre les modes de preuve que les calorifuges du système RRB, tels qu'installés sur la centrale, respectent bien les critères de conception indiqués dans le rapport de sûreté.



Conformité matérielles des installations

L'article 2.6.2 de l'arrêté INB dispose que « *l'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :*

-son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;

-s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;

-si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre. »

L'article 2.6.3 de l'arrêté INB dispose que « *l'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à [...] évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre* ».

Lors de leur contrôle du 22 mai 2020, les inspecteurs ont constaté plusieurs écarts matériels qui doivent être corrigés.

- Au niveau de la pompe 1EAS002PO (niveau -10,5 m du BK2), beaucoup de concrétions de bore (avec formation de stalactites de bore) ont été observées au niveau de l'organe 1EAS132VB ce qui tend à montrer une inétanchéité importante au niveau de cet équipement.
- Au niveau des échangeurs EAS (niveau -8,5 m du BK) du réacteur n° 2, plusieurs cavaliers ne sont pas présents sur les supports de maintien de tuyauteries de petit diamètre du système EAS.

De plus, il a été relevé la présence d'un échafaudage dont les roues étaient correctement bloquées, mais qui n'était pas vériné en point haut. Cette situation n'est pas conforme à votre référentiel en matière de gestion du risque « séisme-événement ». En cas de séisme, l'échafaudage aurait pu être agresseur du lecteur de pression 2EAS004LP qui est un élément important pour la protection des intérêts (EIP) donc important pour la sûreté.

- Au niveau de la pompe 2RIS002PO (niveau -10,5 m du BK2), la tuyauterie de petit diamètre entre 2RIS847VP et 2RIS013LP n'était pas fixée à son support.
- Au niveau de la pompe 1EAS001PO (niveau -10,5 m du BK1), plusieurs supports des chemins de câbles, permettant le passage des câbles de mesures des températures des butées des paliers de la pompe (EAS009, 011 et 013MT), étaient cassés.
- En dessous de la pompe 0EAS004PO entreposée dans la tente MLC (matériaux locaux de crise), des traces d'huile ont été observées au sol.

L'ensemble des constats précités est susceptible de remettre en cause la qualification des matériels associés qui ont un rôle important pour la sûreté.

Les écarts observés par les inspecteurs doivent faire l'objet d'actions de votre part pour répondre aux dispositions des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté INB.

Demande A2 : je vous demande de caractériser l'ensemble des écarts précités et de procéder à leurs corrections.

Vous me transmettez le résultat de cette caractérisation et la justification de la correction de ces écarts.

Pour ceux qui auraient déjà été identifiés par vos soins, vous me préciserez si leur correction a été impactée ou non par les dispositions prises par le site pendant la période de confinement liée au Covid19.

Par ailleurs, lors de leur visite du local de la bâche ASG en tranche 1, les inspecteurs ont procédé au contrôle de la conformité au plan du silencieux 1ASG001ZI qui permet l'évacuation vers l'extérieur de la vapeur d'eau utilisée par la turbopompe 1ASG003PO.

A cet effet, le plan présenté référencé PWA0105Q050014210RPR (applicable à la tranche 1 de Dampierre), n'est pas en adéquation avec la configuration du silencieux vue sur le terrain. En effet :

- le plan prévoit que le support en partie basse au niveau de l'exutoire qui donne vers l'extérieur, présente « 2 fois 2 trous de diamètre 20 ». Or ces trous sont absents ;
- le silencieux est ceinturé par un support fixé à plusieurs ancrages sur le génie civil qui n'est pas répertorié sur le plan applicable.

Les inspecteurs rappellent que cet équipement est un EIP qui doit résister au séisme. Vous postulez régulièrement que la tenue au séisme d'un équipement peut être validée dès lors que ce dernier satisfait aux exigences de ses plans de montage.

En l'espèce, cela n'est pas le cas pour le silencieux 1ASG001ZI.

Demande A3 : je vous demande de procéder à un examen de conformité aux plans de la ligne d'échappement vapeur et du silencieux associé 1ASG001ZI.

Vous justifierez que les supports et les ancrages de ces matériels permettent de garantir leur tenue au niveau de séisme requis.

Vous préciserez également l'échéance que vous retiendrez pour mettre à jour les plans de 1ASG001ZI.

Enfin, suite à l'inspection d'avril 2019 référencée INSSN-OLS-2019-0624, vous aviez précisé que « *le plan [...] montre en effet une soudure continue [...]. Les règles de l'art en termes de supportage permettent un soudage discontinu de certaines pièces de structure pour des raisons d'encombrement lors de l'assemblage notamment ; il est cependant communément admis une discontinuité de soudage de l'ordre de 10% du cordon de soudure* ».

Lors de leur contrôle du 22 mai 2020, les inspecteurs ont relevé que plusieurs cordons de soudures de liaison entre une tuyauterie d'aspiration ou refoulement EAS et son support, étaient discontinus et que ces discontinuités pouvaient être largement supérieures aux 10 % du linéaire du cordon.

Vous avez précisé le 22 mai 2020 que dans certains cas « *le choix de ne pas réaliser de soudure continue lors de la reprise a été fait pour éviter d'affecter thermiquement deux fois la même zone de la tuyauterie.* »

En effet, plusieurs de ces discontinuités ont été observées au niveau d'une soudure circulaire du tronçon de la tuyauterie posée sur son support. Si l'argument visant à éviter d'affecter thermiquement deux fois une soudure peut être recevable, il n'en demeure pas moins que des discontinuités significatives de cordons de soudure ont été vues et qu'en l'état, il ne peut être écarté que ces situations puissent avoir un impact sur la tenue de ces tuyauteries en cas de séisme. Il convient de mener une analyse approfondie pour chacun des supports concernés.

Les inspecteurs ont aussi relevé que d'autres cordons de soudure reliant des tronçons de tuyauteries EAS à leurs supports, étaient discontinus sans qu'au niveau de ces liaisons il n'y ait des soudures circulaires sur la tuyauterie (la justification d'affecter thermiquement une seconde fois la soudure de la tuyauterie ne peut donc être avancée dans ce cas). Cela était, par exemple, le cas pour au moins deux supports, sur une tuyauterie associée à la pompe 2EAS002PO, et pour lesquels la discontinuité du cordon de soudure constitue environ 50 % de la longueur de la soudure.

Demande A4 : je vous demande de procéder à une analyse approfondie des écarts observés par les inspecteurs sur les discontinuités des cordons de soudure de liaison à leurs supports, de tuyauteries d'aspiration ou de refoulement des pompes EAS.

Vous justifierez la tenue des tuyauteries EAS au séisme en fonction des défauts que vous aurez qualifiés.

☺

Suivi de la corrosion sur la bride et le tampon du trou d'homme sur la bâche 2RIS004BA (cartouche 21000 ppm)

Un plan d'actions PA CSTA n° 10919 identifie les contrôles non destructifs (prises d'empreinte, mesures d'épaisseurs, contrôles visuels) réalisés au niveau de la bride et du trou d'homme (TH) de la cartouche RIS 21000 ppm (système d'injection de sécurité) du réacteur n° 2 suite à l'observation d'une présence significative de corrosion.

Sur ce plan d'actions, il est précisé que le contrôle visuel et le relevé de profil des zones de corrosion ont été revus à l'identique en 2018 par rapport aux observations faites lors des contrôles antérieurs. De plus, ce plan d'action indique que la situation telle qu'observée est « *justifiée par calcul et qu'un contrôle de la cinétique de corrosion sera fait en 2020* ».

Un contrôle visuel a également été réalisé lors de l'arrêt du réacteur n° 2 en 2019. Les indications suivantes sont précisées dans le PA CSTA : « *visuel absence de fuite sur TH satisfaisant pas de trace de bore* ».

Lors de l'inspection, vous avez transmis aux inspecteurs la fiche de suivi d'indication (FSI) et le dossier de traitement de l'écart (DTE) référencés 18.2.4.0816/A indice 0 du 24 avril 2018.

L'examen de ces documents conduit les inspecteurs à formuler les constats suivants :

- les relevés des profils des empreintes prises en 2018 ont été réalisés par un prestataire qui a renseigné comme suit, de manière manuscrite, le rapport d'expertise R.E.215/RIS.426/02 : « *les cotations ne sont qu'une estimation de la perte de matière* ». Ainsi, la lecture de ce commentaire interroge les inspecteurs sur la fiabilité des valeurs prises en compte par EDF dans ses analyses pour évaluer l'épaisseur de la corrosion observée sur la bride du trou d'homme ;
- ni la FSI ni le DTE n'ont été mis à jour, puisqu'ils datent d'avril 2018, pour enregistrer la réalisation du contrôle visuel qui a été effectué sur l'arrêt du réacteur n°2 en 2019. Cette situation ne respecte pas votre processus interne lié au suivi et au traitement des indications observées sur des équipements sous pression nucléaires (ESPN).

De plus pour la bride du trou d'homme de la bache 21000 ppm, la démonstration de sa tenue devrait pouvoir se justifier au regard de la comparaison des défauts observés sur la 2RIS004BA à ceux de la 3RIS004BA, pour laquelle de nombreux échanges avec l'ASN avaient eu lieu lors de l'arrêt du réacteur n° 3 en 2019. En effet, les défauts périphériques et en partie courante ont des dimensions inférieures (respectivement pour 2RIS002BA et 3RIS003BA, 58mm contre 63mm en partie périphérique et 11mm contre 20 mm en partie courante). Cependant, il n'en demeure pas moins que la corrosion au niveau de ce matériel doit être surveillée de près.

Demande A5 : je vous demande de mettre à jour la FSI et le DTE associés à la bride du trou d'homme de la bache 2RIS004BA. Vous justifierez le maintien du dimensionnement de la bride du trou d'homme et de la tubulure sur la base de la perte de matière de la dernière empreinte réalisée en prenant en compte les échanges déjà réalisés sur ce sujet dans le cadre de la VP 36 de la tranche 3 en 2019.

Vous me transmettez votre argumentaire technique sachant que l'ASN n'avait pas jugé recevable votre démonstration de sûreté dans la version initiale de la FSI de la bride du trou d'homme de 3RIS004BA.

Vous me transmettez le résultat de cette caractérisation ainsi que les suites que vous donnerez à chacun de ces constats.

Vous me préciserez également si d'autres documents de type FSI/DTE n'auraient pas été mis à jour à la suite de contrôles réglementaires (END, visuels...) réalisés en 2019 et de fait, n'auraient pas fait l'objet d'une transmission à l'ASN comme requis.

∞

Visite complète de la pompe 4EAS001PO (système d'aspersion de l'enceinte de confinement)

L'article 2.5.6 de l'arrêté INB [2] dispose que « *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* ».

La visite complète (VC) des pompes RIS et EAS est une activité pouvant être réalisée en interne par EDF sur le site, à partir d'une gamme nationale.

Les inspecteurs ont examiné le RFI (rapport de fin d'intervention) de la VC de la pompe 4EAS001PO réalisée en interne par EDF, lors de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 4 en 2020. Ce dossier vous a conduit à identifier au moins 13 non-conformités qui doivent être traitées ou qui doivent, si elles restent en l'état, faire l'objet d'une justification idoine.

Lors de leur contrôle documentaire, les inspecteurs ont noté que la gamme vierge ne prévoit pas de formalisme pour les non-conformités (ou qu'il n'est pas appliqué sur le site) qui permettrait en particulier de distinguer la description de l'écart relevé, la solution déterminée pour sa résorption et d'autre part l'enregistrement de la réalisation de l'activité de résorption de l'écart ; les non-conformités (NC) identifiées lors de la VC de 4EAS001PO donnent lieu à l'ouverture d'une page manuscrite avec le numéro et la description de la NC et la décision du préparateur (mode de réparation ou maintien en l'état), mais cette page ne présente pas toujours l'enregistrement de la mise en œuvre du traitement préconisé pour la résorber.

De ce fait, il est impossible de savoir si au final la solution préconisée dans le RFI par le préparateur pour traiter l'écart a ou non été réalisée ; c'est le cas des NC n° 10 et 11.

Les inspecteurs constatent, par ailleurs que les NC n° 12 et 13 qui ont été laissées en l'état, ne disposent pas de justifications tracées dans le RFI. Vos représentants ont apporté des arguments techniques lors de l'inspection, mais elles apparaissent incohérentes avec l'encadrement des mesures imposées par la gamme nationale.

Dans le cas de la NC n° 1, le maintien en l'état a été préconisé. Il a été justifié par un courriel du fabricant qui élargit la plage de tolérance de la mesure de votre gamme nationale (le jeu inférieur mesuré à 6,36 au démontage, puis à 5,66 au montage devait, d'après la gamme nationale, être inférieur à 5,5 alors que le mail du fabricant indiquait qu'un jeu de 6 était acceptable).

Les inspecteurs notent que le jeu supérieur était aussi hors de la plage requise au montage (4,16 pour un jeu minimum requis de 4,5). Vos représentants ont indiqué que le courriel du fabricant avait aussi permis de justifier ce même type d'écart sur un autre site.

Dans le cas des NC n° 2 et 3, le RFI justifie le maintien en l'état en arguant que ces écarts devaient être là depuis l'origine, sans présenter les valeurs mesurées lors des précédentes visites complètes de cette pompe.

Les inspecteurs notent par ailleurs que les outillages utilisés pour le chantier (pieds à coulisse, clés dynamométriques,...), ne sont pas listés dans la page dédiée de la gamme de maintenance.

En l'état, des éléments collectés lors de l'inspection, les constats ci-dessus ne permettent pas de s'assurer *a posteriori* du respect des exigences définies tel que demandé par l'article 2.5.6 de l'arrêté INB.

Demande A6 : je vous demande de mener les investigations nécessaires pour enregistrer les traitements réalisés sur les non-conformités identifiées comme devant faire l'objet d'un traitement sur la pompe 4EAS001PO en mai 2020 (NC n° 10 et 11).

Je vous demande de faire valider par vos services nationaux votre position locale quant au maintien en l'état des non-conformités n° 12 et 13, ainsi que la NC n° 1, voire de faire modifier la gamme nationale si elle s'avère de fait trop exigeante.

Je vous demande de justifier votre position sur les NC n° 2 et 3.

Je vous demande de disposer d'un masque pour l'enregistrement des non-conformités qui vous permette de tracer la mise en œuvre du traitement correctif proposé.

Vous mettez à jour le RFI de la pompe 4EAS001PO et m'informerez du résultat de l'ensemble de demandes.

Non reprogrammation de remplacements de pièces sur du matériel important pour la sûreté (EIPS)

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] prévoit que « *les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire.* »

Le programme de base de maintenance préventive (PBMP) 900-AP913 impose, lors de la visite 12 cycles de la turbine de la turbopompe ASG (alimentation en secours des générateurs de vapeur), de vérifier le dispositif de déclenchement combiné avec le remplacement systématique des pièces constitutives de la chaînes mécanique de commande (dont piston de verrouillage, tige du déclencheur, support du levier de déclenchement, rondelle de butée, tête de bielle, coussinets tige et bagues...).

Lors de la visite complète de la turbine 4ASG001TC en 2018, plusieurs pièces (piston de verrouillage, tige du déclencheur, support du levier de déclenchement) n'ont pas été remplacées pour des problématiques d'approvisionnement en pièces de rechange.

Ce constat a été enregistré au travers du plan d'actions PA CSTA n° 106774 : « *4ASG001TC : non remplacement des pièces du déclencheur* ».

En lien avec vos services centraux, vous avez conclu que l'expertise réalisée sur les pièces non remplacées avait été satisfaisante et que ces pièces « *ne sont pas des pièces d'usure et peuvent être remontées en l'état jusqu'à la prochaine visite en 4D4024* ». Ainsi, vous aviez acté de remplacer ces pièces lors de la visite de type 2B, à réaliser tous les 6 cycles sur la turbine de la TPS ASG, à l'occasion de la visite décennale du réacteur n° 4 en 2024.

Compte tenu que le plan d'actions supra était à l'état « *clos* », les inspecteurs ont voulu s'assurer que vous aviez bien planifié pour 2024, dans votre système d'information et de gestion de la maintenance (SDIN/EAM), le remplacement des pièces non remplacées en 2018.

Après avoir cherché, vos représentants ont confirmé aux inspecteurs qu'aucune reprogrammation du remplacement des pièces sur 4ASG001TC n'avait été effectuée. A cet effet, vous avez procédé réactivement à la modification du code projet du PA CSTA en mettant 4D4024 afin que ce dernier ressorte lors de la préparation modulaire des activités à réaliser sur cet arrêt.

La situation observée par les inspecteurs montre bien que les pièces non remplacées en 2018 sur 4ASG001TC n'auraient pas été changées en 2024, comme demandé par vos services centraux, du fait de l'absence de reprogrammation.

Cette situation doit vous amener à vous interroger sur la maîtrise de la replanification des activités non réalisées en totalité.

Demande A7 : je vous demande de procéder à une revue de l'ensemble des activités qui n'aurait pas été finalisées faute de pièces de rechange disponibles lors du chantier et de vous assurer que la reprogrammation des remplacements de pièces, non remplacées par le passé, avait été correctement enregistrée dans votre système d'information SDIN/EAM.

Vous me rendrez compte du résultat de cette revue et le cas échéant, vous me préciserez les reprogrammations que vous avez réalisées.

Clôture des actions de progrès (AdP) prises à la suite d'un évènement significatif (ESS)

L'article 2.6.5 de l'arrêté [2] dispose : « I - L'exploitant réalise une analyse approfondie de chaque évènement significatif. A cet effet, il établit et transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire, dans les deux mois suivant la déclaration de l'évènement, un rapport comportant notamment les éléments suivants [...] les actions préventives, correctives et curatives décidées et le programme de leur mise en œuvre.

II. — L'exploitant s'assure de la mise en œuvre effective des actions préventives, correctives et curatives décidées. Si certaines de ces actions ne peuvent être réalisées dans les délais mentionnés dans le rapport susmentionné, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire une mise à jour de ce rapport comportant en particulier les nouvelles échéances. »

Lors de l'inspection du 22 mai 2020, plusieurs actions, prises à l'issue d'évènements significatifs, ont été examinées afin de s'assurer qu'elles avaient bien été réalisées conformément à l'attendu.

Pour l'action référencée A0000088209, l'ensemble des mises à jour documentaires a bien été réalisé à l'exception de celle des gammes de lignage ASG900 pour les réacteurs n° 2 et 3. Ces gammes de lignage auraient dû être modifiées pour interdire la réouverture de la vanne xASG113VD de la tranche jumelle dans le paragraphe « lignage d'urgence ».

Malgré ce constat, l'action a tout de même été clôturée par le CNPE.

De manière réactive, vous avez toutefois procédé à la création de ces gammes de lignage pour les tranches 2 et 3 du CNPE.

A toute fin utile, je vous rappelle que l'arrêté INB [2] impose que l'exploitant s'assure de la mise en œuvre effective des actions prises dans les comptes rendus d'évènements significatifs.

Demande A8 : je vous demande de veiller au strict respect des dispositions de l'arrêté INB [2], notamment en ce qui concerne la bonne mise en œuvre des actions préventives, correctives et curatives que vous prenez au travers des comptes rendus d'ESS.

∞

Radioprotection

Lors de leur contrôle du 22 mai 2020, les inspecteurs ont relevé plusieurs écarts liés à la radioprotection :

- plusieurs sauts de zone étaient dépourvus de sondes de type MIP10 permettant la réalisation d'un contrôle individuel de non contamination (par exemple, au niveau des locaux K055 et K056 du réacteur n° 2, de l'accès à la pompe 1PTR002PO). Ce type d'écart est observé de manière récurrente sur le CNPE, ce qui tend à montrer que les dispositions en place ne sont pas suffisantes et qu'il convient de les renforcer ;
- pour un grand nombre de locaux du BK du réacteur n° 2, de nombreuses cartographies de radioprotection dataient du 20 et 21 avril 2020. Les inspecteurs ont rappelé à vos représentants que la périodicité de réalisation de ces cartographies était mensuelle en application des dispositions de la décision n° 2010-DC-0175 et qu'aucune tolérance n'était permise par la réglementation. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le CNPE avait encore recours à la tolérance de 7 jours supplémentaires, octroyée par votre référentiel de radioprotection. Ceci n'est pas conforme à la réglementation.

Demande A9 : je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour respecter la réglementation en vigueur, notamment sur la conformité des dispositions à mettre en œuvre au niveau des sauts de zone et sur le strict respect des périodicités des contrôles techniques d'ambiance appelés par la décision n° 2010-DC-0175.

☺

Absence de capotage de la tête du piézomètre 0SEZ026PZ

L'article 8 de l'arrêté ministériel du 11 septembre 2003 requiert qu' « un capot de fermeture ou tout autre dispositif approprié de fermeture équivalent est installé sur la tête du sondage, forage, puits ou ouvrage souterrain conservé pour prélever à titre temporaire ou permanent des eaux souterraines ou pour effectuer leur surveillance. Il doit permettre un parfait isolement du sondage, forage, puits ou ouvrage souterrain des inondations et de toute pollution par les eaux superficielles. En dehors des périodes d'exploitation ou d'intervention, l'accès à l'intérieur du sondage, forage, puits, ouvrage souterrain est interdit par un dispositif de sécurité. »

Lors d'une inspection menée en janvier 2020 (référéncée INSSN-OLS-2020-0753), lors de la visite au niveau de la zone Sud où se trouve le chantier de démantèlement de l'ancien stand de tir de la gendarmerie, il avait été relevé la présence d'un piézomètre 0SEZ026PZ avec un capot qui n'était pas correctement mis laissant passer un flexible souple pour permettre de réaliser des prélèvements d'eau souterraine dans le cadre de l'auto-surveillance imposée par l'ASN. Lors de ce contrôle, l'ASN avait précisé que ces prélèvements se faisant au mieux à fréquence mensuelle, vous deviez respecter les dispositions de l'arrêté de septembre 2003 visant à minima de garantir le bon isolement du capot de tête de ce piézomètre (pour éviter de transférer une pollution de surface dans la nappe, d'autant que des travaux de désamiantage sont réalisés dans la zone avec un risque d'émission de poussières souillées).

Quelques jours après cette inspection, vous aviez précisé à l'ASN avoir pris les dispositions pour remédier à cet écart. L'ASN avait pris acte de cette action en formulant uniquement l'observation C1 dans son courrier CODEP-OLS-2020-013361 du 17 février 2020.

Toutefois, lors de l'inspection du 22 mai 2020, l'ASN a de nouveau constaté l'absence de capot au niveau de la tête du piézomètre 0SEZ026PZ, ce qui tend à montrer que les dispositions que vous aviez prises ne sont pas pérennes et ne permettent pas de respecter la réglementation en vigueur.

Demande A10 : je vous demande de procéder à la mise en conformité pérenne du piézomètre 0SEZ026PZ pour répondre aux exigences de l'article 8 de l'arrêté du 11 septembre 2003.

☺

B. Demandes de compléments d'information

Contrôle des ancrages masqués par construction

Le courrier ASN référencé CODEP-DCN-2017-000059 du 12 janvier 2017 indique : « L'ASN estime que ces arguments ne sont pas acceptables pour les raisons suivantes : [...] les résultats des contrôles des ancrages masqués dans le cadre de l'ECOT VD3 900 ont mis en évidence des désordres datant de la construction des installations et EDF n'a pas identifié les risques locaux (corrosion, vibration...) pour l'ensemble des matériels ayant des ancrages masqués ».

Sur le palier 900 MWe, le programme d'ECOT (examen de conformité de tranche) VD3 900 à l'indice B D455032080688 identifie les ancrages masqués des moteurs RCV001/002/003 MO du palier CPY. Ces moteurs ont été contrôlés sur les réacteurs n° 2 et 4 du CNPE de Dampierre. Toutefois, vous n'avez pas justifié si ces contrôles avaient mis des écarts en exergue.

Vos représentants ont indiqué que les contrôles des ancrages masqués pour les moteurs des pompes RCV des réacteurs n° 1 et 3 devaient être prochainement réalisés. Toutefois, vous n'avez pas précisé l'échéance de ce contrôle.

Demande B1 : je vous demande de me transmettre le résultat des contrôles de conformité des ancrages masqués des moteurs des pompes RCV des réacteurs n° 2 et 4. Vous me préciserez le cas échéant si les écarts observés ont bien été corrigés.

Je vous demande également de me préciser l'échéance fixée pour la réalisation de ces mêmes contrôles pour les réacteurs n° 1 et 3 du CNPE de Dampierre.

De plus, aucune justification n'a été fournie aux inspecteurs démontrant que seuls les moteurs des pompes RCV étaient pourvus d'ancrages masqués. Il ne peut être écarté que d'autres équipements soient également concernés.

Je rappelle que la lettre de position générique CODEP-OLS-2019-045534 du 28 octobre 2020 demande, en BIL n° B19, que « *dans le cadre du contrôle des arrêts de réacteurs, l'ASN contrôlera par sondage le respect de ses demandes formalisées et des engagements pris par EDF, sur les sujets listés ci-dessous. Le non-respect de ces demandes ou engagements constituera un point bloquant pour la délivrance de l'accord pour divergence [...] 4. contrôle des ancrages masqués par construction.* »

Ainsi, il semble nécessaire que le CNPE établisse une liste exhaustive des ancrages masqués par construction des matériels importants pour la sûreté ayant un requis de tenue au séisme. A ce jour, le CNPE ne semble pas en mesure d'apporter ce type de réponse.

A noter que selon des informations collectées en inspection sur un autre CNPE de la plaque centre - Val de Loire, des ancrages masqués existeraient notamment sur 1KRT 043, 044 et 045MA..

De plus, l'ECOT VD3 900 couvre les pompes, l'électricité, mais elle ne couvre pas les ancrages masqués des tuyauteries TY.

Demande B2 : je vous demande d'établir une liste des ancrages masqués par construction des éléments importants pour la protection des intérêts (EIP).

Dans ce cadre, vous me préciserez également si les chaînes xKRT043/044/045MA et certaines tuyauteries EIP sont pourvues d'ancrages masqués par construction.

Une fois cette liste établie, vous me préciserez les contrôles, ainsi que les échéances associées, que vous envisagez de réaliser pour vous assurer de leur conformité et de leur bon état général.

S'agissant du réacteur n° 2 dont le découplage est prévu le 6 juin 2020, je vous informe que les éléments seront à transmettre en amont de la divergence du réacteur, conformément à ce que prévoit la lettre de position générique supra.

∞

Maîtrise du risque incendie pour les locaux des pompes ASG

Dans son chapitre VII indice AF, le dossier du système élémentaire (DSE) du système ASG prévoit la mise en œuvre de plusieurs dispositions pour maîtriser le risque incendie des locaux des motopompes et turbopompe ASG dont la présence de détecteurs incendie à l'entrée des locaux, d'extincteurs à poudre à l'entrée des locaux, d'une bouche incendie située à moins de 15 mètres des locaux des pompes et de dispositifs fixes d'aspersion.

La présence de l'ensemble des dispositifs précités a bien été observée par les inspecteurs à l'exception du respect de la distance de 15 mètres pour la borne incendie. En effet par rapport au local des pompes ASG du réacteur n° 2, les inspecteurs ont relevé que la bouche incendie, la plus proche de l'entrée du local précité, était située à environ 30 mètres et son accessibilité est réduite et contrainte (présence de plusieurs grillages pour accéder à cette bouche depuis les locaux des pompes ASG).

En l'état, cette situation n'est pas en adéquation avec les dispositions retenues par le DSE suscité.

Demande B3 : je vous demande de me transmettre tout élément permettant de justifier que la maîtrise du risque d'incendie des locaux des pompes et turbopompe ASG, n'est pas dégradée du fait du non-respect de la distance minimale entre la première bouche incendie et l'entrée de ces locaux, tel que prévu par le DSE.

Vous me préciserez le cas échéant, les moyens compensatoires incendie à mettre en place pour assurer une maîtrise du risque incendie *a minima* équivalente à ce qui est décrit dans le DSE.

☺

Zonage ATEX du local NB322 où se trouve la bache 2RIS004BA (dite cartouche 21000 ppm)

Lors de leur visite des installations et notamment du local de la bache 2RIS004BA, des panoplies de vannes (RCV059VY...) et des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène ont été identifiées par les inspecteurs.

Or, aucun affichage ne signalait de zone ATEX (atmosphère explosive). De plus, le DRPCE (document relatif à la protection contre les explosions) du CNPE n'identifie pas de zone ATEX dans ce local.

Toutefois, les inspecteurs notent que des écarts d'adéquation ATEX ont été constatés par l'organisme ayant réalisé les audits d'adéquation matériels / zonages ATEX en 2018.

Demande B4 : je vous demande de me préciser les dispositions que vous allez mettre en œuvre pour corriger l'écart d'adéquation identifié en 2018 ou de me transmettre tout élément justifiant l'absence de zonage ATEX dans les locaux des cartouches 21000 ppm sur le CNPE, considérant que ces derniers abritent des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène et peuvent présenter de nombreuses singularités (soudures, assemblages boulonnés, robinets...).

☺

C. Observations

C1. Bilan de la fonction systèmes de sauvegarde

Les inspecteurs ont consulté le bilan de la fonction « systèmes de sauvegarde » réalisé par le CNPE pour l'année 2019.

A l'instar de ce qui avait été constaté lors de l'inspection d'avril 2019 sur le bilan de l'année 2018, les inspecteurs soulignent de nouveau la qualité de ce bilan qui reprend l'ensemble des thématiques et affaires parc en cours sur ces systèmes.

C2. Critères d'évaluation des prestataires

A l'issue de prestations diverses, EDF doit réaliser, dans le cadre de son système qualité, une évaluation de ses prestataires. Cette dernière est portée par des FEP (fiches d'évaluation des prestataires) et est réalisée suivant plusieurs critères (compétences techniques, respect des règles de sécurité...).

Les inspecteurs ont relevé que l'évaluation du prestataire ayant réalisé la visite 30 cycles de la pompe de test 9RIS011PO en 2019 ne semblait pas avoir pris en compte tous les défauts qualité observés, notamment par l'ASN lors de ses inspections en juillet 2019.

En effet, à l'item 6.1 « *Mise en œuvre et traçabilité du contrôle technique réalisé par le fournisseur* », EDF ne retient qu'un unique écart lié à un contrôle technique non renseigné en temps réel (écart qui a d'ailleurs été détecté par l'ASN).

Or, l'évaluation de cet item aurait également dû intégrer les défauts qualité identifiés dans la lettre de suites CODEP-OLS-2019-040854.

C3. Mise en place d'une instruction temporaire sûreté (ITS) pour la gestion de l'écart de conformité EC 416 « Sous dimensionnement de la pompe mobile H4 pour couvrir certaines tailles de brèches »

En attendant le traitement pérenne de l'écart de conformité n° 416, le CNPE a mis en place une ITS au chapitre VI des règles générales d'exploitation sur toutes les tranches du site afin d'avoir un pilotage adéquat des installations en cas de situations incidentelles ou accidentelles.

Sur les ITS mises en place par le CNPE, on ne retrouve ni les dates de rédaction de ces dernières ni les dates de leurs mises en application sur les tranches.

C4. Entretien avec le directeur délégué en charge de la production – impact du Covid19

Les inspecteurs de l'ASN se sont entretenus avec le directeur délégué du CNPE en charge de la production. Cet entretien avait pour objet d'échanger quant à l'impact du Covid19 sur certaines actions réalisées en temps normal du site.

Lors de cet entretien, les échanges ont essentiellement porté sur le maintien ou l'adaptation, lors de la période de confinement (de mars à mai 2020) :

- de la présence managériale sur le terrain ;
- des vérifications des audits DI122 par la filière indépendante de sûreté (FIS) ;
- des entraînements / formations des agents de la conduite sur le simulateur afin de conserver les compétences des gestes incontournables pour assurer le pilotage des réacteurs ;
- des exercices incendie et PUI afin de conserver les compétences de gestion de crise.

Il ressort que la réalisation des tâches supra a fortement été contrainte pendant la période de confinement. Néanmoins, le management a fait en sorte que toutes les tâches concernant la sûreté se déroulent avec les mêmes exigences de sûreté qu'en temps normal.

Dans le cadre du PCA (plan de continuité d'activité) post-confinement, une revue stratégique d'unité, prévue pour fin juin 2020, doit définir les actions de rattrapage à réaliser et préciser si les objectifs définis dans le système de gestion intégré (SGI) de la qualité pour 2020 pourront ou non être atteints.

C5. Autres constats de terrain

Lors de l'inspection du 22 mai 2020, les inspecteurs ont également relevé les constats suivants qui mériteraient d'être pris en compte et analysés par l'exploitant :

- lors de la visite terrain des inspecteurs, les manomètres à l'aspiration et au refoulement de la pompe de sauvegarde de la tranche 2 (2RIS012LP et 2RIS016LP) affichaient une différence de 0,1 bar alors que la pompe était à l'arrêt. Une étiquette sur le manomètre 2RIS016LP indiquait par ailleurs qu'il avait été vérifié en 1999. Les inspecteurs s'interrogent sur la qualification de ces appareils ;
- la lecture du débitmètre 1ASG3190LD est impossible, le débitmètre étant monté la tête en bas ;
- la mesure de dépression sur 2 DVS 001 LP dans le local du BK à -3,5 m est impossible car la tubulure graduée est entièrement remplie du fluide destiné à déterminer la mesure de la dépression. Les inspecteurs s'interrogent sur le sens et la valeur de la dépression requise et sa justification, sur l'état de l'appareil de mesure et sur son adéquation par rapport aux exigences requises ;
- dans la rétention de la bache PTR du réacteur n° 2, plusieurs supports de vannes sont corrodés permettant le remplissage de cette bache par un appoint d'eau extérieur dont le lignage est à réaliser par la FARN (force d'action rapide du nucléaire) ;
- 2 zones de peinture altérées laissent apparaître une surface rouillée sur les tuyauteries du circuit RRI dans le BK à -10,5 m, l'une à proximité de 2RRI010DI, l'autre sur une soudure. Elles nécessitent une reprise ;
- un conteneur métallique entreposé sur un chariot à l'air libre et à proximité du bâtiment de la bache ASG de la tranche 1 disposait lors de l'inspection d'une étiquette indiquant « *En fermeture TAM tranche 2 et 4, ne pas laisser le conteneur dans le BR* ». Vos représentants n'ont pas été en mesure d'expliquer le sens de cette consigne aux inspecteurs lors de la visite terrain.

C6. Statut administratif et état de la vanne 1ASG114VD

Le PBMP (programme de base de maintenance préventive) sur le système ASG référencé D4550.32-07/8502 en date du 11 avril 2008 prévoyait pour la vanne référencée ASG114VD un « *Contrôle visuel externe (absence de trace de corrosion, supportage, propreté)* ». Depuis, ce PBMP n'est plus applicable et la version en vigueur ne requiert plus aucun contrôle visuel externe de cet organe de robinetterie.

Interrogés sur le suivi qui était désormais réalisé pour s'assurer de la non-dégradation de cet organe, vous avez indiqué que « *la suppression du contrôle visuel externe dans le nouveau PBMP AP913 est justifiée par le fait que cette activité est déjà réalisée lors de la ronde d'observation et de sécurité des agents de la conduite, ce qui assure la fiabilité du robinet* ».

Pour prendre acte de cette pratique, les inspecteurs se sont rendus dans le local de la bache ASG du réacteur n° 1 et ont constaté un bon état général de la vanne 1ASG114VD.

Par ailleurs, je rappelle que l'organe ASG114VD est un EIP au sens de l'arrêté INB, ce qui implique que cet équipement doit faire l'objet d'essais et de maintenances périodiques pour garantir le maintien de sa qualification dans le temps.

Or depuis l'abrogation du PBMP ASG datant de 2008, cet organe ne dispose d'aucune tâche de maintenance préventive à satisfaire.

Sauf difficultés liées à la situation sanitaire actuelle, vous voudrez bien me faire part, sous deux mois, sauf mention spécifique indiquée dans le libellé de la demande, 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.

Dans le cas où il ne vous serait pas possible de respecter les délais de réponse précités, je vous demande de prendre l'attache de la division par messagerie (voir www.asn.fr) pour convenir d'un délai de réponse partagé.

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).

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

L'adjoint au Chef de la division d'Orléans

Signé par Christian RON