

Bordeaux, le 20 avril 2021

Référence courrier : CODEP-BDX-2021-017627

Monsieur le directeur du CNPE de Golfech

BP 24

82401 VALENCE D'AGEN CEDEX

Objet :

Contrôle des installations nucléaires de base

CNPE de Golfech

Inspection n° INSSN-BDX-2021-0062 du 30 mars 2021

Préparation de l'arrêt pour maintenance du réacteur 2 – VP20

Références :

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V ;
- [2] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ;
- [3] Arrêté du 21 novembre 2014 portant homologation de la décision 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression ;
- [4] Lettre de position générique sur la campagne d'arrêts de réacteur de l'année 2021 ;
- [5] Compte rendu d'Événement Significatif pour la Sûreté (ESS n°27) concernant l'événement survenu le 04/11/2020 intitulé « vérifications réglementaires non réalisées sur les soupapes SEBIM » ;
- [6] « Dossier de présentation d'arrêt - Arrêt de tranche 2 - Visite partielle 2P2021 - Présentation générale », Réf. D454420037018 - indice 0 ;
- [7] « Dossier de présentation d'arrêt - Arrêt de tranche 2 - Visite périodique 2P20 2021 - Spécialité Machines Tournantes Robinetterie Chaudronnerie », Réf. D454420036741 - indice 0 ;
- [8] « Tranche en marche - Description de l'organisation pour définition des priorités et gestion des DT selon le GM 296 - Règle numéro 9 - Préparation modulaire », Réf. D5067NOTE07111 - indice 5 ;
- [9] DI 116 Surveillance des Prestataires - Missions des chargés de surveillance - Réf. D455019102660 - indice 2.

Monsieur le directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en références, une inspection a eu lieu le 30 mars 2021 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Golfech sur le thème « préparation de l'arrêt pour maintenance du réacteur 2 – VP20 Golfech ».

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.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection avait pour objectif de contrôler l'organisation et la préparation par vos équipes de l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible de type visite partielle n°20 du réacteur 2 de la centrale nucléaire de Golfech.

Lors de cette inspection, ont notamment été examinés les sujets suivants :

- Le traitement des plans d'actions (PA) et des demandes de travaux (DT) ;
- La modification PNPP3797 relative à l'installation d'un boremètre sur la décharge RCV ;
- La prise en compte du retour d'expérience (REX) de l'arrêt de tranche 1 de 2020 – VP22 ;
- L'approvisionnement des pièces de rechange (PDR) nécessaires aux travaux de maintenance prévus lors de l'arrêt.

Les inspecteurs soulignent le travail de compilation et de transmission des documents pour la préparation de l'inspection. Les inspecteurs soulignent également la qualité des présentations qui leur ont été faites lors de l'inspection.

A l'issue de l'inspection, les inspecteurs ont une vision très partagée de la préparation de l'arrêt. Ils notent avec satisfaction que le CNPE a défini une durée prévisionnelle d'arrêt qui semble tenir compte des contraintes locales et du retour d'expérience des arrêts passés. A cet égard, la planification de la VP20 du réacteur 2 sur 85 jours au lieu des 60 jours prévus initialement va dans le sens d'un renforcement de la sérénité dans la réalisation des activités, notamment en élargissant la plage dédiée aux travaux de maintenance.

Les inspecteurs notent également qu'il n'y a, à ce stade, pas d'alerte liée à l'approvisionnement en PDR concernant des activités de maintenance sur des équipements importants pour la protection au sens de l'arrêté [2].

En revanche, concernant le REX mené à la suite de l'aléa « turbidité du fluide primaire » survenu lors des opérations de déchargement du combustible lors de l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible du réacteur 1 en 2020, les inspecteurs considèrent que l'analyse nécessite d'être approfondie et que les actions en cours doivent être précisées et mises en œuvre en amont de l'arrêt du réacteur 2 en 2021 pour éviter que le phénomène se reproduise.

Par ailleurs, concernant la modification PNPP3797, et au vu de l'examen mené par sondage, les inspecteurs estiment que le REX de Cattenom a bien été intégré par le site de Golfech. En revanche, Ils soulignent des défauts de traçabilité des actes de surveillance effectués par EDF sur les intervenants extérieurs.

Enfin, les inspecteurs considèrent que le site doit rapidement faire des efforts dans le traitement des plans d'actions (PA). En effet, à la suite d'un contrôle par sondage, les inspecteurs constatent un manque systématique de rigueur dans la rédaction et la mise à jour des PA examinés. Par ailleurs, tous les PA demandés en amont de l'inspection n'ont pas pu être abordés mais seront suivis pendant l'arrêt. Ils rappellent qu'une inspection spécifique sur le traitement des écarts sera réalisée préalablement au redémarrage du réacteur 2.

Les inspecteurs notent cependant positivement que le service A2E (Automatisme Electricité) a rédigé, le 2 mars 2021, un fondamental pour aider dans l'« instruction d'un PA CSTA » (PA constat). Les inspecteurs estiment que cette initiative pourrait être étendue à d'autres services.

A. DEMANDES D' ACTIONS CORRECTIVES

Gestion des écarts

L'article 2.5.6 du chapitre V du titre II de l'arrêté [2] prévoit 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, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée »*.

L'article 2.6.2 de l'arrêté [2] dispose :

« 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. »*

Le II de l'article 2.6.3 de l'arrêté [2] précise que :

« I. — L'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :

- déterminer ses causes techniques, organisationnelles et humaines ;
- définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées ;
- mettre en œuvre les actions ainsi définies ;
- évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre.

Cependant, pour les écarts dont l'importance mineure pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement est avérée, le traitement peut se limiter à la définition et à la mise en œuvre d'actions curatives.

II. — L'exploitant tient à jour la liste des écarts et l'état d'avancement de leur traitement.

III. — Le traitement d'un écart constitue une activité importante pour la protection.

IV. — Lorsque l'écart ou sa persistance constitue un manquement mentionné au troisième alinéa de l'article 2.6.2, l'exploitant prend sans délai toute disposition pour rétablir une situation conforme à ces exigences, décisions ou prescriptions. Sans préjudice des dispositions de l'article 2.6.4, lorsque l'exploitant considère qu'il ne peut rétablir une situation conforme dans des délais brefs, il en informe l'Autorité de sûreté nucléaire. »

Les inspecteurs ont examiné plusieurs plans d'actions (PA). De nombreux manquements ont été mis en exergue :

PA 58327 relatif au mécanisme de commande de grappes (2RGL101CQ)

Lors de la déconnexion du mécanisme de commande de grappes, pendant l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible de type visite partielle n°17 du réacteur 2 en 2017, il a été constaté sur la prise repérée « M12 » que l'embase était ébréchée.

-Le PA a été ré-ouvert en amont de l'inspection pour être complété, à la demande des inspecteurs, car ce dernier ne mentionnait ni la nocivité fonctionnelle, ni l'impact sur la sûreté et ne faisait pas le lien avec les exigences définies au sens de l'arrêté [2] ;

-Les inspecteurs ont constaté que le PA n'a pas été mis à jour entre 2017 et 2020. Ainsi, aucune justification du maintien en l'état du matériel n'a été apportée malgré le report successif de la disponibilité de la pièce de rechange ;

-Le PA fait mention, dans la partie « conséquences potentielles », d'un défaut d'alimentation permettant la manœuvre des grappes. Pourtant, le jour de l'inspection vos représentants ont indiqué qu'il s'agissait d'un défaut de mesure de la position des grappes, contrairement à ce qui est indiqué dans le PA. Les inspecteurs ont rappelé l'importance d'une rédaction et d'une relecture rigoureuse des PA car, dans le cas présent, l'enjeu sûreté associé n'est pas le même.

PA 179015 relatif au système d'injection de sécurité (2RIS321MN)

L'écart concerne le dysfonctionnement fugitif du capteur de niveau 2RIS321MN. Cette anomalie fait apparaître en salle de commande l'alarme relative à une pression ou un niveau anormal de la bache 2RIS302BA.

-Le PA a été complété en amont de l'inspection, à la demande des inspecteurs, car ce dernier ne précisait pas les mesures curatives ni correctives. Le PA ré-indiqué fait mention d'une nocivité matérielle qui n'apparaissait pas dans la version précédente.

-Les inspecteurs ont également constaté que la Fiche d'analyse du Cadre Réglementaire (FACR) associée au PA a été ré-indiquée juste avant transmission aux inspecteurs. Vos représentants ont indiqué avoir ajouté des précisions.

PA 169210 relatif au système de contrôle volumétrique et chimique (2RCV227TY)

L'écart fait suite à un contrôle des ancrages des supports de tuyauterie du système RCV tranche 2. Les exigences liées à la tenue au séisme de la tuyauterie peuvent être potentiellement non respectées.

Le PA a été ouvert en janvier 2020 et a fait l'objet d'une soumission pour validation en interne à vos services en février 2021, au moment où les inspecteurs ont demandé sa transmission. Vos représentants ont reconnu que le PA n'avait pas été validé avant le questionnement des inspecteurs et que la règle est de le faire valider en interne au CNPE le plus tôt possible.

Enfin de manière générale, les inspecteurs ont constaté que tous les PA abordés le jour de l'inspection ont été ré-ouverts et complétés très peu de temps avant leur transmission aux inspecteurs dans le cadre de la préparation de l'inspection.

PA 188691 (2RIS052PO)

L'écart concerne l'encrassement du filtre 2RIS452FI, avec une valeur du critère d'encrassement supérieure au critère de référence.

-Le PA est incohérent puisque dans la description c'est le filtre 2RIS452FI du système d'injection de sécurité qui est encrassé, et l'action curative associée indique un remplacement du filtre 2RIS445FI ;
-Page 7/17 de la note [6] du Dossier de Présentation de l'Arrêt (DPA), ce PA est identifié « *à traitement avant 2P2021 (2C1919)* », contrairement à la page 10/40 de la note [7] du DPA et au PA 188691 qui précisent que le remplacement du filtre 2RIS452FI est prévu pendant l'arrêt de tranche à venir. A la suite de cette incohérence, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le remplacement du filtre se fait en générant une indisponibilité de la pompe 2RIS052PO et que l'activité doit nécessairement se faire lors d'un arrêt de tranche.

Les inspecteurs ont alors consulté la Demande de Travaux (DT 928767) associée au remplacement du filtre. Cette dernière a été ouverte le 22/07/2020 et est identifiée « *Priorité 2* » (La note de gestion des DT [8] précise : « *P2 : délai de traitement inférieure à 2 semaines* »). Les inspecteurs ont demandé à vos représentants pour quelle raison une priorité 2 a été affectée à cette DT non traitée. Ils ont également souligné que le Code Projet 2C1919 affecté à la DT n'est pas en accord avec un remplacement de filtre qui ne peut être fait qu'en arrêt de tranche.

Vos représentants ont répondu que la priorité et le code projet de la DT sont examinés lors des réunions d'arbitrage sur les DT, mais qu'il arrive que les métiers aient besoin de plus de temps pour analyser et revoir la priorité et le code projet de la DT.

Le jour de l'inspection, vos représentants ont indiqué qu'une nouvelle DT (DT 0135852) a été créée le 11 mars 2021 pour remplacer l'ancienne (DT 928767) qui avait un code projet et un délai de traitement erroné. Ils ont ajouté que cette nouvelle DT a été créée à la suite de la réunion «Recette tranche en marche et arrêt de tranche (TEM/AT) » qui a lieu environ 1 mois avant le début de l'arrêt. Les inspecteurs s'interrogent sur la concomitance entre l'actualisation de la DT et sa demande de transmission pour l'inspection. De plus, ils considèrent que la mise à jour de la DT 8 mois après son ouverture n'est pas en accord avec la note de gestion des DT [8].

A.1 : L'ASN vous demande de prendre les dispositions organisationnelles nécessaires permettant de garantir au plus tôt et avant le début de l'arrêt du réacteur 2 à venir, la mise à jour, la complétude et l'exactitude des informations enregistrées dans les PA et dans les DT, conformément aux exigences de suivi, d'enregistrement et de traçabilité mentionnées dans l'arrêté [2] ;

A.2 : L'ASN vous demande de tirer le REX des constats faits par les inspecteurs en renforçant notamment votre contrôle dans la qualité du traitement des écarts. Vous lui ferez part des actions correctives retenues.

PA 183097 relatif au système d'aspersion-recirculation de l'aspersion (2EAS061VN)

L'écart concerne un temps de fermeture de la vanne 2EAS061VN supérieur au critère de référence.

Page 7/17 de la note [6] du dossier de présentation d'arrêt (DPA), ce PA est identifié « à traitement avant 2P2021 (2C1919) » alors que dans le PA, le remplacement de l'électrovanne est prévu sur l'arrêt de tranche à venir.

A.3 : L'ASN vous demande de vous assurer que le DPA indice 0 transmis est cohérent avec les informations contenues dans vos PA. Vous apporterez les corrections nécessaires dans le DPA indice 1 qui doit lui être transmis une semaine avant le début de l'arrêt.

Modification PNPP3797 : installation d'un boremètre sur la décharge RCV (système de contrôle volumétrique et chimique)

Le I de l'article 2.2.2 du chapitre II du titre II de l'arrêté [2] prévoit que « *l'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance [...] Cette surveillance est proportionnée à l'importance, pour la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L.593-7 du code de l'environnement [1], des activités réalisées* ».

L'article 2.5.3 du chapitre V du titre II de l'arrêté [2] prévoit que « *les personnes réalisant le contrôle technique d'une activité importante pour la protection sont différentes des personnes l'ayant accomplie* ».

L'article 2.5.6 du chapitre V du titre II de l'arrêté [2] prévoit 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, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée* ».

Vos représentants ont fait un point d'avancement des travaux déjà réalisés, Tranche en Marche (TEM), de la modification PNPP3797.

L'armoire 2RCV231AR étant déjà installée, les inspecteurs ont consulté le Dossier de Suivi d'Intervention (DSI) de cette Activité Importante pour la Protection (AIP) au sens de l'arrêté [2]. Ils ont pu constater que les différentes phases du DSI étaient complétées. Ils ont cependant constaté que le nom du signataire n'était pas inscrit à côté de sa signature et que l'identification des différents intervenants était difficile. L'identification précise dans le DSI des différents intervenants permet de garantir que, pour chaque phase faisant l'objet d'un contrôle technique, ce dernier ait bien été effectué par une personne différente de celle ayant fait l'intervention. Cependant, la chargée de surveillance a répondu aux inspecteurs qu'elle était présente lors de la réalisation de cette activité importante pour la protection (AIP) et qu'elle avait bien constaté que les personnes ayant réalisé les contrôles techniques étaient différentes des personnes ayant accompli l'activité.

Les inspecteurs ont demandé les fiches d'actions de surveillance rédigées par la chargée de surveillance. Cette dernière a indiqué aux inspecteurs que ces documents n'étaient pas disponibles et a précisé qu'elle n'avait pas de tablette Argos disponible lors de ses actions de surveillance pour tracer les constats.

A.4 : L'ASN vous demande de vous assurer que le DSI complété permette d'identifier que la personne qui réalise le contrôle technique d'une activité importante pour la protection est différente de celle qui l'a accomplie, conformément à l'arrêté [2] ;

A.5 : L'ASN vous demande de garantir l'enregistrement du résultat de vos actions de surveillance sur les intervenants extérieurs conformément à votre note [9] et à l'arrêté [2], notamment pour les activités de modifications de vos installations.

B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Retour d'expérience (REX) de l'arrêt de tranche 1 de 2020 - VP22

L'article 2.4.1 du chapitre IV du titre II de l'arrêté [2] prévoit que :

« *III. — Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant :*

[...]

— de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience ;

— de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise. »

Turbidité circuit primaire principal (CPP)

Les inspecteurs ont questionné vos représentants sur l'intégration du REX de l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible du réacteur 1 en 2020 (1P2220), concernant la turbidité du circuit primaire, sur l'arrêt du réacteur 2 à venir en 2021 (2P2021). Vos représentants ont indiqué que plusieurs actions étaient en cours de réalisation pour comprendre ce qui s'était passé (recherche de l'origine des produits de corrosion activés présents dans le CPP, recensement métiers par métiers des différentes activités intrusives sur le CPP, détermination d'un possible lien entre la turbidité et l'excès de radionucléides dans le CPP, etc...).

B.1: L'ASN vous demande de lui transmettre avant le début de l'arrêt du réacteur 2 à venir un descriptif des actions en cours ou que vous avez prévu de mettre en œuvre afin d'éviter que la situation observée en 1P2220 concernant la turbidité du CPP se reproduise lors de l'arrêt 2P2021 à venir.

Par ailleurs, vos représentants ont expliqué que des produits de corrosion activés (PCA) ont été relâchés dans le CPP à la suite de problématiques rencontrés sur des filtres au niveau de la déminéralisation (filtre en amont avec une maille trop importante et filtre en aval déchiré). Après questionnement des inspecteurs, vos représentants ont confirmé qu'il leur a fallu du temps pour détecter que le filtre aval (1RCV101FI) était déchiré. Les critères d'intervention sur les filtres (Delta Pression, alarmes, etc...) n'ont donc pas permis d'identifier rapidement le déchirement du filtre.

B.2: L'ASN vous demande de lui transmettre avant le début de l'arrêt du réacteur 2 à venir, votre analyse détaillée de l'événement (relargage de PCA dans le CPP) ainsi que les actions que vous en tirez pour ne pas que cet événement se reproduise.

Dysfonctionnements sur les soupapes SEBIM CPP

Lors de l'arrêt 1P2220, l'Organisme Habilité (OH) n'a pas été convoqué pour les contrôles sur deux tandems de soupapes SEBIM, contrairement aux dispositions prévues par la réglementation Equipements Sous Pression Nucléaire (ESPN). Cet événement a conduit le site à déclarer un ESS dont le Compte Rendu d'Événement Significatif (CRESS) [5] prévoit, par son action corrective 3 (AC3), de « Clarifier les pratiques et les règles de convocation de l'OH du service par un fondamental décrit dans un document synthétique élaboré et partagé dans la section affaire TEM et AT » à échéance du 30 juin 2021. Par ailleurs, une mesure d'efficacité associée à cette action est prise et consiste à « réaliser un contrôle interne sur les règles de convocation OH » lors de l'arrêt 2P2021.

Sur l'arrêt de la tranche 2 de 2021, les armoires du circuit primaire principal 2RCP073/076AR seront remplacées. Après questionnement des inspecteurs, vos représentants ont indiqué que la convocation de l'Organisme Habilité (OH) pour la requalification des soupapes SEBIM associées est prévue le 4 juillet 2021.

Les inspecteurs considèrent que l'échéance retenue pour l'AC3 du CRESS [5] est trop tardive par rapport au planning de l'arrêt.

B.3: L'ASN vous demande de lui confirmer que toutes les mesures correctives issues de l'événement objet du CRESS [5] seront bien prises en compte pour les requalifications des soupapes SEBIM programmées sur le réacteur 2 pendant l'arrêt à venir.

Plans d'actions

PA 179015 (2RIS321MN)

Les quatre accumulateurs du système RIS ou système d'injection de sécurité participent à la gestion d'une situation accidentelle de type « accident par perte de réfrigérant primaire » en apportant au moment opportun un certain volume d'eau borée au circuit primaire. Chaque accumulateur est équipé de deux capteurs qui mesurent le niveau de l'eau qu'il contient. Afin de piéger une éventuelle dérive de la mesure donnée par l'un de ces capteurs, l'écart de mesure des deux capteurs est vérifié quotidiennement dans le cadre des contrôles normaux d'exploitation (inter-comparaison). D'après le PA 179015, la mesure délivrée par le capteur 2RIS321MN n'était plus fiable, jusqu'au remplacement d'une carte électronique dans le système de traitement du signal émis par ce capteur. Les inspecteurs ont questionné vos représentants sur les mesures prises pour réaliser l'inter-comparaison pendant cette période. Les réponses apportées par vos représentants lors de l'inspection n'ont pas permis aux inspecteurs d'avoir une idée claire de la solution retenue.

Sachant que les capteurs 2RIS322MN et 2RIS321MN (capteurs de mesures de niveau des accumulateurs RIS) doivent donner une même valeur fixée avec un écart minimum et que l'écart entre les deux mesures de niveau doit être surveillé journalièrement dans le cadre des contrôles normaux d'exploitation, les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur la manière dont était effectuée cette inter-comparaison, avec un signal délivré par le capteur 2RIS321MN non fiable. La réponse apportée par vos représentants n'a pas permis de répondre à la demande des inspecteurs.

B.4 : L'ASN vous demande de lui expliquer comment ont été réalisées les inter-comparaisons journalières sur les capteurs 2RIS322MN et 2RIS321MN, sachant que le signal délivré par le capteur 2RIS321MN était non fiable ;

B.5 : L'ASN vous demande de vous prononcer sur la disponibilité du matériel au vu des dysfonctionnements constatés. Vous lui adresserez également le positionnement de la filière indépendante de sûreté sur ce sujet.

PA 166530 (2RIS331MN)

Dans la partie « nocivité matérielle » du PA, il est précisé que « *des pertes franches du signal sont observées* » et, dans la partie « conséquences potentielles », il est indiqué que « *en cas de perte franche et durable du capteur, une réparation [doit être faite] sous 30 jours* ».

Par ailleurs, vos représentants ont indiqué que l'action curative a été mise en place en juin 2020. Sachant que le PA a été ouvert en décembre 2019, les inspecteurs ont questionné vos représentants sur le délai non respecté de réparation sous 30 jours. Ces derniers ont expliqué que la réparation sous 30 jours était valable si on se trouvait dans le cas d'une perte franche et durable, alors que la dérive du capteur 2RIS331MN est franche mais battante.

B.6 : L'ASN vous demande de lui justifier que la perte du capteur n'était pas « durable ». Vous vous prononcerez sur la disponibilité du matériel et vous lui adresserez également le positionnement de la filière indépendante de sûreté sur ce sujet.

Maintenance

La réunion « go no go », qui a lieu un mois avant le début de l'arrêt de tranche, était programmée le 1^{er} avril 2021, donc deux jours après l'inspection. Les inspecteurs ont questionné vos représentants sur la disponibilité des pièces de rechange (PDR) concernant des activités programmées sur des EIP. Vos représentants ont indiqué qu'à ce stade il n'y avait aucune alerte à ce sujet.

Vos représentants ont toutefois informé les inspecteurs que le réducteur (équivalent d'un moteur électrique) pour réparer la porte biologique 2EPP300PD du Tampon d'Accès Matériel (TAM) ne serait disponible qu'en septembre 2021. Le mécanisme d'ouverture/fermeture automatique de la porte ne fonctionne plus depuis novembre 2019.

Concernant les robinets de réfrigération intermédiaire 2RRI043/044/045/046VE, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'approvisionnement en PDR faisait l'objet d'une instruction rapprochée avec votre service central « UTO ». Pour mémoire, l'inétanchéité des robinets 2RRI043/046VE, à l'origine de plusieurs prolongations des durées d'indisponibilités des échangeurs RRI/SEC, avait fait l'objet d'échanges entre le CNPE et l'ASN en décembre 2020. Vos représentants avaient indiqué, à cette occasion, qu'ils espéraient pouvoir faire aboutir l'une des deux solutions (visite interne ou échange standard des robinets) avant l'arrêt de mai 2021.

Le jour de l'inspection, vos représentants ont indiqué que les joints des robinets seraient remplacés lors des visites internes et que des kits de pièces supplémentaires avaient été commandés en cas d'aléas. Les inspecteurs ont questionné vos représentants sur l'avancement du dossier d'interchangeabilité (remplacement par des robinets différents) et sur les aspects réglementaires que cette option implique. Vos représentants ont répondu qu'ils étaient confiants sur la première option (remplacement de pièces lors de la visite interne). Fort de ce constat, les inspecteurs ont indiqué qu'il était d'autant plus nécessaire de sécuriser l'approvisionnement des kits de PDR évoqués précédemment.

B.7 : L'ASN vous demande de la tenir informée au cours de l'arrêt et sans délai de l'état d'avancement de l'approvisionnement des kits de pièces de rechange concernant les robinets 2RRI043/044/045/046VE et si la situation se présente, de la stratégie retenue en cas de non approvisionnement ;

B.8 : L'ASN vous demande de l'informer du scénario alternatif retenu au remplacement du réducteur de la porte biologique du TAM ;

B.9 : L'ASN vous demande de lui transmettre avant le début de l'arrêt du réacteur 2 à venir, votre analyse des conséquences du dysfonctionnement du système d'ouverture et de fermeture du TAM sur les opérations prévues pendant l'arrêt du réacteur 2. Votre analyse portera notamment sur l'impact potentiel sur les règles générales d'exploitation.

Visite terrain

Les inspecteurs ont relevé les points suivants :

- zone dégradée au niveau du plafond du local LC 512 ;
- « fuite d'eau » au droit de la vanne 2RIS012VP ;
- percements non rebouchés dans la paroi béton sur laquelle est positionnée l'armoire 2RCV231AR (local LC920).

B.10 : L'ASN vous demande de caractériser les constats des inspecteurs. Pour le dernier constat, l'ASN vous demande de lui justifier que le local LC920 caractérisé « zone de secteur de feu de sûreté » respecte ses exigences en termes de séctorisation, malgré les percements identifiés.

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, à l'exception des demandes A.1, B.1, B.2, B.9 pour lesquelles les réponses sont attendues avant le début de l'arrêt du réacteur 2 à venir, des 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).

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

L'adjoint au chef de la division de Bordeaux

SIGNE PAR

Bertrand FREMAUX