

Lyon, le 15 janvier 2024

Référence courrier :
CODEP-LYO-2023-069534

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité du Tricastin
Electricité de France
CS 40009
26131 ST PAUL TROIS CHATEAUX CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)

Lettre de suite de l'inspection des 4 et 5 décembre 2023 relative à la mise en œuvre des dispositions du 4^{ème} réexamen périodique

N° dossier : INSSN-LYO-2023-0569

Références : [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
[3] Décision n° 2017-DC-0616 de l'ASN du 30 novembre 2017 relative aux modifications notables des INB
[4] Note EDF D455622101143 [A] du 9 février 2023
[5] Décision de l'ASN CODEP-DCN-2023-048056 du 19 septembre 2023
[6] Courrier EDF D455623059567 du 14 septembre 2023
[7] Courrier EDF D455623092194 du 28 septembre 2023
[8] Décision de l'ASN CODEP-DCN-2023-049764 du 15 septembre 2023
[9] Courrier EDF D4556005362 du 17 février 2023
[10] Note EDF D453418048575 indice 2 du 7 novembre 2023
[11] Note EDF D455016070477 indice 0 du 30 mars 2017

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence [1] concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu les 4 et 5 décembre 2023 sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin (INB 87) concernant l'intégration des dispositions du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe que vous avez présentées dans le rapport des conclusions du réexamen joint au dossier de l'enquête publique qui s'est tenue du 13 janvier au 14 février 2022. Ces dispositions ont été mises en œuvre par des modifications de l'installation et de ses modalités d'exploitation, rendues applicables à l'issue de son dernier arrêt pour rechargement.

Je vous communique ci-après la synthèse de cette inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont vérifié par sondage la bonne mise en œuvre sur le terrain et dans la documentation opérationnelle des modifications liées au 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe (RP4-900). Les modifications sélectionnées étaient les suivantes :

- PNPE 1115 : Information et AAR séisme SND
- PNPE 1189 : Dilution hétérogène par fuite CEPP
- PNPE 1258 : ASG ND et SEG

- PNPE 1305 : Détection situation H1 robuste au SND
- PNPE 1344 : Redondance de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR
- PNPE 1359 : Redondance de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR
- PNPE 1824 : Redondance de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR
- PNPP 1907 : Création d'un système de refroidissement mobile (PTR-bis)
- PNRL 1895 : Fiabilisation de la vanne du tube de transfert
- PNPE 1330 tome A : Ajout d'un RAP dans le local des batteries L311

Sur le terrain, les inspecteurs ont pu constater une exécution satisfaisante des travaux associés à la mise en œuvre des dispositions liées au 4^{ème} réexamen périodique.

Les inspecteurs ont aussi examiné les résultats des essais de requalification des installations à la suite de l'intégration des modifications ; cet examen n'appelle pas de remarque majeure de leur part, les contrôles prévus ont bien été réalisés ; l'oubli d'un essai faisant l'objet d'un engagement auprès de l'ASN, lors de la requalification de la pompe ASG 002 PO, devra cependant être analysé.

L'inspection a cependant mis en évidence certaines difficultés dans la communication entre les services centraux chargés de la conception des modifications et les équipes locales. Il conviendra que ces situations soient analysées afin d'en tirer un retour d'expérience approprié pour la mise en œuvre de ces modifications sur les autres réacteurs de 900 MWe. Enfin, les inspecteurs considèrent également que les plans de formation associés à certaines modifications pourraient être renforcés et anticipés.

L'inspection du magasin général de pièces de rechange fait ressortir une gestion opérationnelle satisfaisante des pièces de rechange par l'exploitant du Tricastin. Les inspecteurs ont toutefois constaté certaines références obsolètes dans les documents qualité associés au processus de gestion des pièces de rechange, qu'il conviendra de mettre à jour.

⌘ ☞

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

⌘ ☞

II. AUTRES DEMANDES

Modification PNPE 1189 – Dilution hétérogène par fuite de l'échangeur CEPP

La modification PNPE 1189 consiste à installer un dispositif de prélèvement en aval de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP) pour détecter la présence éventuelle d'eau non borée générée par une fuite d'un tube de cet échangeur, induisant un risque de dilution hétérogène avant le redémarrage des pompes primaires.

Vos représentants ont précisé que la modification est réalisée au cours du fonctionnement du réacteur, alors que sa mise en œuvre, nécessaire à la prévention du risque de dilution hétérogène, a lieu pendant l'arrêt du réacteur avant le redémarrage des pompes primaires. Les inspecteurs ont constaté que les essais fonctionnels du dispositif de prélèvement, réalisés pendant le fonctionnement du réacteur, sont susceptibles de générer un débit de fuites non-quantifiées supérieur à une valeur limite de 230 l/h autorisée par les spécifications techniques d'exploitation (STE). En effet, la procédure utilisée par les chimistes, que les inspecteurs ont consultée, fait mention d'un débit de prélèvement d'environ 1 000 l/h.

Vos représentants ont indiqué que cette modification a été reprise au cours du dernier arrêt du réacteur pour ajouter un diaphragme et un capteur de débit sur la ligne de prélèvement. Cette évolution a pour objectif de surveiller le respect des STE, alors que la valeur limite de 230 l/h ne s'applique pas dans les conditions d'exploitation du prélèvement chimique requis avant le démarrage des pompes primaires. En outre, le capteur n'est pas gradué en dessous de 250 l/h, et il ne permet pas de quantifier des fuites collectées dans le puisard des drains résiduels du bâtiment des auxiliaires nucléaires (RPE 002 PS).

L'article 2.6.2 de l'arrêté en référence [2] 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* ».

Les inspecteurs constatent que le dossier des travaux anticipés relatif à l'installation du dispositif de prélèvement n'a pas préalablement évalué le risque de générer un événement STE de groupe 1 (RCP 1) lors de la réalisation des essais fonctionnels du dispositif de prélèvement. Ces éléments sont confirmés à la lecture des enseignements tirés de la réalisation des travaux en tête de série sur le réacteur n° 1 du Tricastin [4]. En outre, les inspecteurs s'interrogent sur la suffisance de la solution technique proposée par EDF pour écarter ce risque lors de la mise en œuvre de la modification PNPE 1189 sur les autres réacteurs de 900 MWe.

Demande II.1 : Analyser le risque de générer un événement STE de groupe 1 lors de la réalisation des essais fonctionnels du dispositif de prélèvement. Le cas échéant, étudier le cadre réglementaire approprié pour y déroger ou réaliser les essais fonctionnels dans un autre état standard du réacteur.

Les inspecteurs ont pris connaissance des moyens mis en œuvre par l'exploitant du Tricastin pour la formation des agents habilités en charge du prélèvement à l'aide du nouveau dispositif. Une maquette permet aux techniciens d'appréhender le geste technique et la consigne pour réaliser le prélèvement dans le respect des consignes de sécurité et des STE du réacteur. À cet égard, vos représentants ont signalé le risque lié à la manipulation du dispositif de prélèvement en cas de cristallisation de l'eau borée, car la ligne ne dispose pas d'un système de rinçage après son utilisation. Pour se prémunir du risque de blocage, et prévoir les actions de maintenance le cas échéant nécessaires, vos représentants réalisent à titre préventif un prélèvement au cours de la mise à l'arrêt du réacteur. Or ce prélèvement est réalisé après l'oxygénation du circuit primaire, ce qui ne semble pas le moment le plus opportun du fait de l'augmentation de l'activité du fluide primaire pendant de cette phase d'exploitation.

Le II de l'article 2.5.1 de l'arrêté en référence [2] dispose 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* ».

À ce jour, aucune maintenance de périodicité courte (inférieure à deux cycles) n'a été définie pour le dispositif de prélèvement installé dans le cadre de la modification PNPE 1189.

Demande II.2 : Justifier l'absence de programme de maintenance pour garantir la disponibilité du dispositif de prélèvement installé en aval de l'échangeur CEPP ou le définir en cas de besoin.

Modification PNPP 1284 – Instrumentation de la mesure analogique de la piscine du BK

L'objectif de la modification PNPP 1284 est d'installer une mesure de niveau d'eau analogique dans la piscine du bâtiment combustible (BK) permettant, dans les situations de perte totale de la source froide et de perte totale des alimentations électriques consécutives à des agressions d'intensité extrême, d'assurer pendant 15 jours une aide au pilotage de l'appoint à la piscine afin de garantir son inventaire en eau.

La solution technique retenue est un capteur radar filoguidé (PTR 001 MN) équipé d'une sonde installée dans la piscine à l'aide d'un nouveau support. À cet égard, les inspecteurs ont constaté que la sonde est positionnée à proximité de la paroi de la piscine. Or le fabricant du capteur recommande l'installation d'un puits tranquillisant si des obstacles sont présents dans un volume cylindrique de 300 mm de rayon minimum autour de la sonde monocâble.

L'article 2.6.2 de l'arrêté en référence [2] 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* ».

En outre, les inspecteurs ont constaté que la sonde est installée sur un bord de la piscine à portée de jet d'eau sortant de la tuyauterie de refoulement du circuit PTR-bis utilisée pour réaliser l'appoint dans les situations accidentelles susmentionnées. D'après la notice du fabricant du capteur, la mesure de niveau effectuée par le capteur n'est pas correcte si l'arrivée d'eau entre en contact avec la sonde.

Demande II.3 : Vérifier la conformité de l'installation du capteur de niveau de la piscine du BK au regard des spécifications et recommandations formulées par le fabricant. Si un écart est avéré, vous positionner sur la disponibilité de la mesure de niveau analogique de la piscine du BK et présenter les modifications le cas échéant nécessaires pour résorber l'écart.

Les essais fonctionnels du capteur de niveau (PTR 001 MN) sont réalisés par simulation à l'aide d'un générateur de fonction. L'objet de ces essais consiste à vérifier la remontée des informations de niveau et de vitesse de vidange de la piscine sur le panneau de signalisation et de commande complémentaire (PSCC) de la salle de commande, installé dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique.

À cet égard, le contrôle de cohérence des vitesses de vidange affichées sur l'enregistreur KUS 002 EN du PSCC affichait un biais lorsque le niveau de la piscine du BK est stable. Malgré cette incohérence, la procédure d'essais a été validée « satisfaisant sans réserve ». Les inspecteurs ont demandé à vos représentants de préciser quels sont les effets de cet écart pour la vérification des critères de sûreté du programme d'essais périodiques du système PTR.

Demande II.4 : Justifier la levée de la réserve identifiée lors du contrôle des vitesses de vidange de la piscine du BK sur l'enregistreur KUS 002 EN du PSCC et analyser son impact sur la vérification des critères du programme d'essais périodiques du système PTR.

Demande II.5 : Analyser l'origine de la validation de ce contrôle « satisfaisant sans réserve » alors qu'une réserve était pourtant présente et en tirer d'éventuelles actions correctives.

Modification PNPE 1258 – Disposition ASG Noyau Dur

La modification PNPE 1258 vise à disposer d'un ensemble d'équipements du noyau dur (ND) pour assurer l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ASG) dans les états RP à API/EO à la suite d'une agression extrême, avec une réalimentation en eau de la bache ASG via le circuit d'appoint ultime (SEG). Le circuit SEG permet également d'assurer l'appoint ultime en eau à la piscine du BK dans tous les états du réacteur, ainsi que l'appoint en eau à la piscine du BR lorsque les deux piscines sont reliées via le tube de transfert.

La modification du circuit ASG permet en particulier de renforcer les ancrages de ses tuyauteries, de remplacer le dispositif de graissage de la motopompe ASG 002PO, et de secourir son alimentation électrique et celle du système de climatisation de son local à l'aide du diesel d'ultime secours (DUS).

Formation des intervenants

Les inspecteurs ont questionné vos représentants sur les actions de formation des équipes d'ingénierie, de maintenance et d'exploitation qui ont été réalisées pour que ces personnels puissent appréhender le fonctionnement du système ASG modifié tel que précédemment décrit.

Vos représentants ont indiqué qu'il était prévu que des formations, animées par le fournisseur de la pompe modifiée, se déroulent à l'été 2023 mais que ces formations ont été reportées et sont finalement prévues pendant le 1^{er} trimestre de l'année 2024.

L'article 2.5.5 de l'arrêté en référence [2] dispose que « *Les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation sont réalisés par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires. À cet effet, l'exploitant prend les dispositions utiles en matière de formation afin de maintenir ces compétences et qualifications pour son personnel et, en tant que de besoin, les développer, et s'assure que les intervenants extérieurs prennent des dispositions analogues pour leurs personnels accomplissant des opérations susmentionnées.* »

Cette échéance de réalisation des formations est tardive, compte-tenu du fait que la pompe modifiée est exploitée sur le réacteur 1 du CNPE du Tricastin depuis la fin de l'arrêt 1P4023 survenue en novembre 2023.

Demande II.6 : Mettre en place, dans les meilleurs délais, des dispositions de formation des intervenants concernés par l'exploitation et la maintenance du système ASG modifié.

Demande II.7 : Tirer le retour d'expérience de la mise en œuvre de ce programme de formation pour éviter la survenue d'une situation similaire sur une autre modification.

Analyse des essais de requalification de la pompe ASG 002 PO

Les inspecteurs ont pu consulter les rapports d'essais de requalification du système ASG modifié. Cet examen par sondage a fait apparaître, dans l'ensemble, une bonne traçabilité des essais réalisés. L'analyse des rapports d'exécution d'essais (REE) ASG 325 à 327 fait cependant ressortir plusieurs dépassements des critères vibratoires des piquages de la pompe ASG modifiée.

Le II de l'article 2.5.1 de l'arrêté en référence [2] dispose 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.* »

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que les dépassements avaient donné lieu à la réalisation de contrôles par ressuage sur les piquages concernés, afin de garantir l'absence de dégradation de ces piquages suite aux essais de requalification. Cette action permet d'assurer l'absence d'impact immédiat du dépassement des seuils sur la qualification du matériel, mais ne permet pas de démontrer le maintien sur le long terme de la qualification du circuit ASG.

Demande II.8 : Transmettre la liste des dépassements de critère des mesures de vibrations et de déplacements réalisées dans le cadre de la requalification de la pompe 2 ASG 002 PO. Analyser l'impact du dépassement des critères vibratoires sur les modalités de maintien de la qualification proposées pour le système ASG modifié.

Demande II.9 : À l'issue de l'analyse des résultats susmentionnés, vous positionner sur le caractère adapté des dispositions de maintenance, de contrôles et d'essais prévues, ainsi que sur l'opportunité de considérer les piquages concernés comme « sensibles » au sens du programme de maintenance en référence [11].

Dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation soumise à l'ASN pour le tome I de la modification PNPE 1258, portant sur la modification du système de lubrification de la pompe, ayant donné lieu à la délivrance de l'autorisation en référence [5], EDF a pris l'engagement par courrier en référence [6] de réaliser des mesures vibratoires à l'aspiration de la pompe ASG 002 PO, en complément de celles déjà prévues sur les lignes d'injection vers les générateurs de vapeur.

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que ces mesures n'avaient pas été réalisées lors de l'essai de requalification de la pompe ASG, bache remplie. Cette absence de réalisation résulte de modalités de communication inadéquates entre vos services et vos services centraux.

Demande II.10 : Vous engager sur un délai et des modalités réactives de réalisation de mesures de vibration à l'aspiration de la pompe ASG 002 PO, conformément à l'engagement pris dans le courrier en référence [5].

De plus, l'article 1.2.2 de la décision en référence [3] dispose que la gestion des modifications notables constitue une activité importante pour la protection (AIP). Le 11) de l'article 1.2.7 de cette décision précise que « *la mise en œuvre, conformément aux éléments [issus de l'instruction] des éventuels essais associés à la mise en œuvre de [la] modification* » constitue une exigence définie de cette AIP.

Par conséquent, la non-réalisation des mesures vibratoires à l'aspiration de la pompe ASG modifiée dans le cadre des essais de requalification constitue un écart à une exigence définie, au sens de l'arrêté en référence [2].

Demande II.11 : Analyser les dysfonctionnements à l'origine de cet écart et tirer un retour d'expérience de ce manquement à un engagement pris envers l'ASN au cours d'une instruction et définir des actions correctives dont vous me ferez part. Caractériser cet écart eu égard aux critères de la DI n°100 et le cas échéant, transmettre à l'ASN un compte-rendu d'événement significatif.

Qualification de l'inverseur de sources LHC 002 AR

Dans le cadre de la modification PNPE 1258, un inverseur de source, de repère fonctionnel LHC002AR, est mis en place. Cet inverseur a pour objectif d'assurer l'alimentation de la pompe ASG 002 PO via le tableau électrique LHC, alimenté par le DUS en cas de perte totale des alimentations électriques et de la turbopompe ASG

Le II. de l'article 2.5.1 de l'arrêté en référence [2] indique 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.* »

Lors de l'inspection de terrain, les inspecteurs ont constaté que des câbles électriques reliés à cet inverseur de sources étaient fixés au génie civil par le biais de colliers blancs en plastique et que ces colliers pouvaient coulisser le long de leur support, n'entravant ainsi pas une éventuelle chute des câbles. Le montage observé ne semble pas garantir la qualification des câbles électriques aux conditions accidentelles notamment en terme de résistance aux agressions.

Demande II. 12 : Justifier la qualification des fixations des câbles électriques d'alimentation de l'inverseur de source LHC002AR aux agressions prévues pour son dimensionnement.

Modification PNPE 1359 – Augmentation de la pression des accumulateurs RIS

La modification PNPE1359 consiste en une augmentation de la pression des accumulateurs du circuit d'injection de sécurité (accumulateurs RIS) visant à diminuer le pic de température constaté au niveau des gaines de combustible, dans le cadre d'un accident de perte de réfrigérant primaire caractérisé par une brèche intermédiaire. L'augmentation de la pression d'exploitation des accumulateurs RIS induit plusieurs modifications des réglages et de paramètres, objet de la modification PNPE 1359.

Suppression de la mise en œuvre de disques de rupture au niveau des soupapes des accumulateurs RIS

L'augmentation de la pression des accumulateurs RIS induit une augmentation du risque d'ouverture intempestive des soupapes de protection niveau des accumulateurs, qui n'ont pas été modifiées dans le cadre de la modification PNPE 1359.

Pour pallier ce risque, EDF a dans un premier temps proposé d'installer un disque de rupture en amont des soupapes, avant de finalement opter pour un réglage plus fin de la pression de tarage des soupapes.

Les inspecteurs ont questionné vos représentants sur les impacts de cette évolution de la solution retenue pour pallier le risque d'ouverture intempestive des soupapes. En effet, l'analyse de déprogrammation de l'installation des disques de rupture, transmise par le courrier en référence [7], indique que cette déprogrammation ne nécessite pas d'adaptation du programme de maintenance. À l'inverse, le PA CSTA 00404808 relatif à la non-installation des disques de rupture indique qu'une reprise des procédures de maintenance intégrant le réglage plus fin du tarage de la soupape et la réalisation du test d'étanchéité à une valeur de 45,4 bars rel est nécessaire.

Par ailleurs, les inspecteurs considèrent qu'il pourrait être opportun de requestionner plus largement la pertinence du programme de maintenance et d'essais associés au bon fonctionnement des soupapes, notamment la périodicité de leurs essais, compte tenu de l'augmentation de la pression vue en fonctionnement par ces soupapes.

Demande II.13 : Préciser et compléter si nécessaire les évolutions apportées au programme de maintenance et d'essais des soupapes de protection des accumulateurs RIS induites par l'évolution de la solution retenue pour assurer l'étanchéité des soupapes malgré l'augmentation de pression. Dans ce cadre, vous vous positionnerez notamment sur la pertinence du maintien à court terme et à long terme d'une périodicité de 5 ans pour la réalisation des essais prévus sur ces soupapes.

Demande II.14 : Analyser, le cas échéant, l'impact des évolutions ci-dessus sur l'analyse du caractère notable de la déprogrammation de l'installation des disques de rupture transmise par le courrier en référence [7].

Prise en compte par EDF des engagements pris lors de l'instruction de la modification

La modification PNPE 1359 a fait l'objet d'une autorisation, portée par la décision de l'ASN en référence [8]. Dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de cette modification, EDF s'est engagée, par le courrier en référence [9], à limiter et relever le temps entre les réglages de la pression de détente des deux détendeurs SGZ lors de l'opération de réglage en série de la pression de ces détendeurs, afin d'éviter une surpression dans les accumulateurs RIS du réacteur apparié n'ayant pas déployé la modification PNPE 1359.

Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de confirmer ni de démontrer que cet engagement a bien été tenu.

Demande II.15 : Transmettre les éléments de preuve associés à la réalisation du contrôle objet de l'engagement pris par EDF dans le courrier en référence [9].

Modification PNPE 1330 – Ajout d'un RAP dans le local batteries L311

La mise en œuvre de la modification PNPE 1330 fait suite à des études concernant le risque d'explosion interne dans l'îlot nucléaire, conduites dans le cadre du RP4 900. En effet, ces études ont conduit à l'identification d'un risque particulier d'explosion hydrogène au niveau du local L511. Pour pallier ce risque, EDF a pris la décision d'installer un recombineur autocatalytique passif (RAP) dans ce local. Il s'agit d'un dispositif permettant de recombinaison de l'hydrogène en vapeur d'eau dans le local où il est installé. L'ajout d'un RAP dans le local L511 constitue la modification PNPE 1330.

Compte tenu du fonctionnement d'un recombineur, son ajout entraîne une augmentation du taux d'humidité du local où il est installé. Pour réduire le taux d'hygrométrie du local L511, EDF avait dans un premier temps envisagé d'ajouter des sacs de gel dessiccateur dans le local L511, avant finalement de justifier que ces sacs n'étaient plus nécessaires et que l'augmentation du taux d'hygrométrie dans le local L511 causée par l'ajout d'un RAP était acceptable du point de vue de la sûreté.

Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure d'apporter l'ensemble des éléments de justification permettant de documenter l'acceptabilité du point de vue de la sûreté de l'abandon de l'ajout des sacs de gel dessiccateur.

Demande II.16 : Justifier, en lien avec vos services centraux, l'acceptabilité du retrait des sacs de gel dessiccateur dont la mise en œuvre était initialement prévue dans le cadre de la modification PNPE 1330. Me présenter notamment une analyse des conséquences potentielles sur la sûreté des augmentations maximales d'hygrométrie induites par le fonctionnement du RAP.

Mise à jour des exigences définies applicables aux EIP dans les bases de données à la suite de la mise en œuvre de modifications matérielles

Les inspecteurs ont procédé à des contrôles par sondage de la bonne mise à jour de vos bases de données à la suite de l'intégration sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Tricastin des modifications liées à la phase B du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Ils ont constaté que les exigences de qualification de certains équipements n'avaient pas été mises à jour dans la base EAM alors que les exigences de ces matériels évoluent à la suite de l'intégration e la phase B. C'est par exemple le cas du capteur 1 SEC 033 SP ou du détecteur 1 EAU 604 SV qui sont désormais valorisés en situations extrêmes et doivent donc être qualifiés aux conditions noyau dur.

Votre organisation prévoit la vérification par une entité appelée « commission documentaire arrêt de tranche » de la bonne mise à jour de la documentation et des bases de données avant que les modifications matérielles ne soient exploitées. La commission tenue 19 octobre 2023 ne mentionnait pourtant pas que des actions de mise à jour de base de données restaient à réaliser pour le capteur 1 SEC 033 SP et pour le détecteur 1 EAU 604 SV. Cette mise à jour aurait dû être prévue à court terme.

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que le service en charge de ces équipements n'avait pas encore réalisé cette mise à jour mais qu'elle était bien prévue dans leur plan de charge.

Demande II.17a : Confirmer à l'ASN la mise à jour, dans l'EAM, des exigences applicables au capteur 1 SEC 033 SP et au détecteur 1 EAU 604 SV.

Demande II.17b : Analyser l'origine de l'absence d'intégration des évolutions EAM pour le capteur 1 SEC 033 SP ou du détecteur 1 EAU 604 SV sans que la « commission documentaire arrêt de tranche » tenue 19 octobre 2023 ne le détecte. Le cas échéant, faire évoluer l'organisation pour bien identifier toutes les mises à jour rendues nécessaires par les modifications et bien s'assurer de leur réalisation effective.

Pour d'autres équipements, comme la vanne 1 SEC 968 VE ou le coffret 1 LCA 020 AR, il est mentionné dans votre base de données que ces équipements ne sont pas qualifiés aux conditions noyau dur mais qu'ils disposent d'une « *capacité fonctionnelle noyau dur* ». Cette notion est peu lisible et ne permet pas de comprendre comment un équipement peut disposer d'une capacité fonctionnelle en situation noyau dur mais ne pas être qualifié noyau dur.

De plus, les éléments transmis à l'ASN dans le cadre de la demande de modification du dossier d'amendement correspondant à la phase B mentionnent bien une qualification « noyau dur » pour ces équipements.

Demande II.18 : Mentionner la qualification noyau dur pour les équipements 1 SEC 968 VE et 1 LCA 020 AR dans l'EAM conformément aux éléments transmis à l'ASN dans le cadre de l'autorisation du DA VD4 CPY PMOX phase B [8].

Indice de protection requis pour le transformateur 9 SEG 100 TR :

Une fiche de non-conformité a été ouverte pendant les travaux de la modification PNPE 1305 car le transformateur 9 SEG 100 TR installé dans l'armoire 9 SEG 101 CR dispose d'un indice de protection IP00 alors que l'entreprise en charge des travaux mentionnait la nécessité de monter un transformateur avec un indice de protection IP2X, pour garantir la sécurité des intervenants.

De nombreux échanges ont eu lieu entre l'entreprise en charge des travaux, le fournisseur du transformateur et vos équipes pour vérifier l'indice de protection réel du transformateur installé et la

nécessité ou non de le changer ou de le doter d'un coffret de protection. Le jour de l'inspection, ces échanges n'avaient pas abouti et l'indice de protection requis pour le transformateur 9 SEG 100 TR n'était toujours pas validé.

Demande II.19 : Finaliser votre analyse et transmettre à l'ASN la conclusion des échanges entre votre fournisseur et votre service d'ingénierie sur l'indice de protection du transformateur 9 SEG 100 TR. Le cas échéant, réaliser les travaux nécessaires et démontrer à l'ASN que les modifications nécessaires ont été réalisées.

Découverte d'une traversée contenant à la fois des matériels électriques et des matériels mécaniques

Pour les travaux de mise en place du poste de vannage du circuit SEG, des passages des câbles et de tuyauteries au travers des voiles béton étaient prévus pour faire transiter ces équipements depuis l'extérieur et à travers différents locaux. L'entreprise prestataire en charge des travaux a constaté que la traversée déjà existante « 1HL01WDSTAND1019 » qui devait être utilisée pour faire passer des câbles contenait déjà des tuyaux et des câbles, sans séparation physique entre les câbles et les tuyaux. Cette situation aurait pu conduire à des défauts de qualification de matériels ou de sectorisation incendie.

L'entreprise prestataire a ouvert un écart pour tracer cette anomalie, et la traversée a été modifiée pour bien séparer les câbles et les tuyauteries et garantir ainsi le bon fonctionnement des matériels et la bonne sectorisation incendie, ce qui est satisfaisant.

Cependant, il apparaît que l'origine de cet écart, détecté par votre prestataire, aurait dû faire l'objet d'investigations pour rechercher et identifier d'autres traversées, non ouvertes lors des travaux associés au poste de vannage SEG, qui pourraient être affectées du même écart.

Demande II.20 : Identifier l'origine de l'écart détecté sur la traversée 1HL01WDSTAND1019. En tirer un retour d'expérience et, suivant vos conclusions, recherche et traiter les traversées qui pourraient être affectées du même écart.

Capteur 1 EAU 702 SV

Les inspecteurs ont examiné le relevé d'exécution d'essais (REE EAU 300) relatif à la requalification fonctionnelle des accéléromètres remplacés dans le cadre de la modification PNPE 1115, participant d'une part à l'élaboration de l'information séisme significatif (EAU 702 SV), d'autre part à l'élaboration du signal d'arrêt automatique du réacteur (EAU 601 à 604 SV). Ils ont constaté que le calibrage du capteur 1 EAU 702 SV n'était pas cohérent avec les valeurs attendues et indiquées dans le tableau de l'annexe 3 du REE. Dans le détail, le seuil de détection séisme tel que mesuré était le même sur les trois voies correspondant aux axes X, Y, Z alors que des seuils de détection différents en X, Y d'une part et Z d'autre part sont indiqués dans le tableau. Les inspecteurs se sont interrogés sur les raisons d'un réglage de seuils de détection différents sur le plan horizontal et sur l'axe vertical. Vos représentants n'ont pas été en mesure d'expliquer ces différences. Les inspecteurs ont souhaité consulter la gamme du contrôle de calibration du capteur 1 EAU 702 SV qui sera réalisé au titre des essais périodiques (RGE chapitre 9) avec une périodicité 2 cycles afin de vérifier les seuils qui sont a priori les mêmes que ceux de la procédure d'exécution d'essais. Vos représentants ont indiqué que cette gamme n'était pas encore disponible.

Demande II.21 : Analyser et justifier les seuils de détection différents sur le plan horizontal et sur l'axe vertical pour le capteur 1 EAU 702 SV. Transmettre à l'ASN la gamme opérationnelle pour le contrôle de calibration du capteur (indiquant les seuils de détection attendus sur les trois axes) qui sera réalisé au titre du programme d'essais périodiques.

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REponse A L'ASN

Situations identifiées lors de la visite terrain

Les inspecteurs se sont rendus dans les différents locaux impactés par la mise en œuvre de la modification ASG ND. Ils ont pu constater une mise en œuvre satisfaisante des différents volets matériels de cette modification.

Les points suivants ont cependant été relevés :

- un support de chemin de câble était mal fixé dans le local W506
- l'état général du local où se situe la pompe TPS ASG 003 PO doit être amélioré (chantier non replié, gouttière de protection détachée, trous à proximité des ancrages du coffret ASG055CR non rebouchés, ...)

Observation III.1 : Conformément aux dispositions portées par les articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté en référence [2], assurer de la caractérisation de ces situations et en réaliser le traitement dans des délais proportionnés aux enjeux.

Par ailleurs, les inspecteurs ont noté que la signalétique à l'entrée du local K316 n'a pas été mise à jour à la suite de l'intégration de la modification PNPP 1907 réalisée en 2019 au cours de la 4^{ème} visite décennale. Ce constat est valable pour toutes les dispositions du réexamen périodique.

Observation III.2 : Une mise à jour de la signalétique à l'entrée des locaux concernés par les dispositions du 4^{ème} réexamen périodique est nécessaire.

Analyse des écarts associés à la mise en œuvre de la modification PNPE 1258

Les inspecteurs ont pu consulter les Plans d'Action Constat (PA CSTA) associés au déploiement de la modification du système ASG. Cet examen par sondage a fait ressortir une mise en œuvre satisfaisante des actions associées à la gestion des écarts identifiés.

Dans ce cadre, les inspecteurs ont analysé le plan d'action (PA) CSTA 00414771 portant sur une difficulté de raccordement d'un câble électrique du moto-ventilateur 1 DVG 002 ZV. Ce constat est lié à l'impossibilité de raccorder un câble modifié à la boîte à bornes du moteur, du fait d'une section de câble trop importante. Pour traiter cette situation, EDF a installé un coffret de changement de section, permettant de faire un lien entre le câble modifié et un câble de diamètre compatible avec la boîte à bornes.

Toutefois, le PA CSTA précise que la qualification au Séisme Noyau Dur (SND) de ce coffret n'est pas acquise *a priori*.

Observation III.3 : Conformément aux dispositions portées par l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2], il convient qu'EDF s'assure dans des délais adaptés du traitement de cet écart, et par conséquent de la démonstration de la qualification au SND du nouveau coffret installé.

Gestion des pièces de rechange

Les inspecteurs ont examiné le magasin général de pièces de rechange, ainsi que les documents qualité afférents au processus de gestion des pièces de rechange mis en œuvre par le CNPE du Tricastin.

L'inspection du magasin général a permis de mettre en avant un état d'ensemble satisfaisant du magasin. Les inspecteurs ont également réalisé un rapide examen par sondage de l'état de conservation des pièces, qui n'a pas mis en évidence d'écart en termes d'emballage ou de durée de conservation des pièces consultées. Les inspecteurs considèrent également que la mise en place d'une organisation spécifique vis-à-vis de la gestion des pièces de rechange dans le cadre de l'intégration des modifications pour lesquels le réacteur n°1 est « Tête de Série » (TTS) constitue une bonne pratique pour anticiper les difficultés qui pourraient survenir.

Enfin, les inspecteurs ont examiné différentes notes locales qualités relatives au processus de gestion des pièces de rechange. Même si ces notes mettent en évidence un processus d'ensemble robuste, les inspecteurs ont constaté que certaines pratiques proposées par ces notes ne tenaient pas compte des dernières évolutions des pratiques nationales qu'elles sont censées décliner. Par exemple, la note en référence [10], relative à la mise en œuvre du référentiel de conservation des matériels et des pièces de rechange et au traitement des écarts fait toujours référence à la Directive Interne (DI) 055, dans sa mise à jour de novembre 2023. Or, la DI 055 a été supprimée du référentiel EDF en 2021.

Les différents documents susmentionnés peuvent faire partie du système de management intégré d'EDF, tel que défini à l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2]. L'article 2.4.2 du même arrêté dispose que « *L'exploitant met en place une organisation et des ressources adaptées pour définir son système de management intégré, le mettre en œuvre, le maintenir, l'évaluer et en améliorer l'efficacité. Il procède périodiquement à une revue de son système de management intégré dans le but d'en évaluer la performance, d'identifier les améliorations possibles, et de programmer la mise en œuvre des améliorations retenues.* »

Observation III.4 : Conformément aux dispositions prévues à l'article 2.4.2, assurer une veille et la mise à jour des documents qualité afférents au processus de gestion des pièces de rechange afin qu'ils prennent en compte les dernières versions disponibles des documents nationaux applicables.

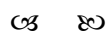
Déclinaison documentaire dans le chapitre IX des Règles Générales d'Exploitation

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place par le CNPE du Tricastin afin d'assurer la déclinaison dans les éléments opératoires des règles d'essai du chapitre IX des RGE mises à jour dans le cadre du dossier d'amendement VD4 900 Phase B. Les inspecteurs ont également procédé à une analyse par sondage de la transcription dans les gammes opératoires des exigences portées par les règles d'essais.

Observation III.5 : Les inspecteurs ont constaté la bonne qualité d'ensemble de l'organisation mise en place par l'exploitant pour assurer la déclinaison des règles d'essais modifiées dans les gammes opératoires. Le contrôle par sondage des inspecteurs sur ces gammes n'a pas conduit à identifier d'écart entre le contenu des gammes et la dernière version applicable de la règle d'essai associée.

Capteur 1 EAU 702 SV

Le capteur sismique 1 EAU 702 SV a été installé dans le cadre des modifications PNPE 1115. Il sert à élaborer l'information « séisme significatif » reportée au PSCC en dalle de commande. Lors de leur visite terrain, les inspecteurs ont constaté que l'étiquetage de ce capteur était erroné puisqu'il était mentionné que ce capteur participait à l'élaboration du signal d'arrêt automatique du réacteur (AAR). L'étiquetage doit être corrigé.



Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, 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 vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

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 à la chef de la division

Signé par

Richard ESCOFFIER