

DIVISION DE STRASBOURG

Strasbourg, le 21 novembre 2019

N/Réf. : CODEP-STR-2019-049469

N/Réf. Dossier : INSSN-STR-2019-0723

Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité de Cattenom
BP 41
57570 CATTENOM

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Cattenom
Inspection du 15 et 16 octobre 2019
Thème : Elaboration et respect de la documentation d'exploitation

Réf. : [1] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[2] Lettre ASN n°CODEP-DCN-2019-024970 du 5 juin 2019

Monsieur le directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article L. 592-21 du code de l'environnement, une inspection a eu lieu les 15 et 16 octobre 2019 au centre nucléaire de production d'électricité de Cattenom sur le thème de l'élaboration et du respect de la documentation d'exploitation.

Sur la base des constatations faites par les inspecteurs, je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection des 15 et 16 octobre 2019 avait pour objectif de contrôler l'organisation mise en œuvre par le site pour répondre aux exigences réglementaires associées à l'élaboration et au respect de la documentation d'exploitation.

Les inspecteurs retiennent que les processus mis en œuvre pour valider les consignes de conduite en situation incidentelle ou accidentelle présentent encore des fragilités. Le processus de vérification exhaustive des consignes, notamment mis en œuvre au niveau du réacteur n°4 à l'initiative du CNPE, doit faire l'objet de la traçabilité exigée par la réglementation [1]. L'examen des documents de suivi des modifications réalisées sur le réacteur n°1 a mis en évidence des écarts. Les inspecteurs ont ainsi constaté qu'une modification avait été réalisée sans le parfait respect des mesures compensatoires indiquées dans le courrier d'autorisation de l'ASN en référence [2], ce point devra impérativement être corrigé au moment des déploiements de la modification sur les autres réacteurs.

Enfin, les inspecteurs soulignent positivement la préparation et l'organisation de cette inspection par le CNPE.

A- Demandes d'actions correctives

A.1 Validation à blanc des consignes CIA et des documents d'application.

La note EDF de gestion du chapitre VI des RGE référence « D5320\NA01\SQ\901039 » mentionne que les « consignes de tranche sont des consignes opérationnelles conformes à l'état technique de la tranche concernée » et que celles-ci « intègrent les spécificités de site (techniques ou organisationnelles) ». La vérification de la bonne intégration de ces spécificités de site est réalisée lors des validations à blanc des consignes et ce « à chaque création ou à chaque mise à jour ». Les inspecteurs ont contrôlé les processus mis en œuvre par le CNPE pour permettre d'atteindre de cet objectif.

Les validations à blanc des consignes sont réalisées dans deux cadres distincts :

- Lors de la réception d'un courrier des services centraux d'EDF prescrivant ou mettant à jour des consignes, une validation à blanc des consignes locales est demandée. Cette demande a notamment été effectuée dans le cadre de l'intégration du DA VD3 1300 lot B pour le réacteur n°1. Néanmoins cette demande de validation à blanc ne concerne pas l'ensemble des consignes prescrites ou mises à jour par le nouveau référentiel documentaire, et ne répond donc pas à l'objectif fixé par la note de gestion du chapitre VI des RGE ni aux dispositions de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [1].
- En parallèle des demandes réalisées par les services centraux auprès du CNPE, le site a la possibilité de demander une validation de toutes les consignes de tranches applicables. Ainsi, la validation à blanc de toutes les consignes applicables au réacteur n°4 a été demandé. Ce processus de validation étant toujours en cours au moment de l'inspection, ni l'exhaustivité de cette validation à blanc, ni la bonne intégration des éventuels écarts détectés n'ont pas pu être vérifiées, ce processus ne faisant pas l'objet d'une traçabilité permettant de répondre aux dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [1]. Par ailleurs, il n'a pas été possible de déterminer quand avaient eu lieu les dernières vérifications sur les autres réacteurs du site ou si des vérifications étaient planifiées.

Les inspecteurs ont ensuite examiné le processus mis en œuvre dans le traitement des écarts issus des vérifications précédentes. Dans le cadre des validations à blanc prescrites dans le cadre de la future intégration du DA DUS un écart relatif à la stratégie de conduite de la consigne RFLE 02/03 a été détecté par un ingénieur sûreté avant sa mise en place. Cet écart consiste à demander un pré-eclissage de la turbine à combustion sur 2 tableaux différents, ce qui est impossible et remet en cause la possibilité d'utiliser cette consigne. Cette action de vérification ne fait toutefois pas l'objet d'une prescription au titre de la note de gestion du chapitre VI des RGE et ne fait pas non plus l'objet des éléments de traçabilité prévus par les dispositions de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [1].

Demande n° A1-1 : Je vous demande d'être en mesure de garantir selon le processus de validation à blanc que les consignes de conduite incidentelle ou accidentelle sont conformes à l'état technique et documentaire de chaque réacteur et que les écarts détectés lors de ces vérifications sont bien corrigés.

Demande n° A1-2 : Je vous demande d'assurer la traçabilité et la planification des actions de vérifications des consignes selon les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté INB du 7 février 2012.

Demande n° A1-3 : Je vous demande d'intégrer les corrections nécessaires à l'application des consignes contenues dans le DA DUS avant son intégration au référentiel de vos réacteurs.

A.2 Mise en œuvre des modifications – Surveillance

Les inspecteurs ont examiné la mise en œuvre de la modification générique PNPP 3870 « isolement automatique des lignes de filtration de la piscine du bâtiment réacteur » sur le réacteur n°1. La réalisation de cette modification nécessite une modification temporaire des règles d'exploitation lors de la coupure des baies controbloc AL5 et BF3, dont l'autorisation a été donnée par l'ASN le 5 juin 2019 par le courrier en référence [2]. Ce courrier précise notamment qu'à l'issue de l'instruction du dossier les mesures compensatoires suivantes seront à réaliser lors des travaux :

- Relevé toutes les vingt minutes du niveau et de la température de l'eau dans la piscine de désactivation du combustible
- Vérification du caractère suffisant de la marge à l'encrassement de l'échangeur RRI\SEC en cours d'utilisation pour garantir le refroidissement de l'échangeur RRI\PTR de la file en service pendant la durée d'effet de la modification temporaire.

L'examen des documents Gamme Support Modification (GSM) référence « D5320/CT/519274 » et du Plan Qualité Sûreté (PQS) référence « D5320/CT/519276 » justifiant de la bonne application des mesures compensatoires pendant les travaux a permis d'établir que lors de la coupure de la baie BF3 le relevé de la température de la piscine de désactivation du combustible a été réalisé avec une périodicité de vingt minutes et que la vérification du caractère suffisant de la marge à l'encrassement a été garanti par la réussite de l'essai périodique affecté à l'échangeur RRI\SEC.

L'application de cette dernière ne correspond pas exactement à l'objectif retenu dans le courrier ASN en référence [2]. Même si dans le cas de l'application au réacteur n°1, la température de l'échangeur lors de coupure de la baie BF3 était environ deux fois moins importante que le critère prévu par le chapitre IX des règles générales d'exploitation, il est nécessaire de formaliser le caractère suffisant de la marge à l'encrassement jusqu'à la restitution des fonctions impactées, ce que ne permet pas le strict respect des critères prévus par le chapitre IX des règles générales d'exploitation qui est l'objet de la procédure d'essai.

L'examen des documents GSM référence « D5320/CT/519273 » et PQS référence « D5320/CT/519275 » relatifs aux travaux engendrant la coupure de la baie AL5 fait apparaître le même manquement dans l'application de la mesure compensatoire visant à garantir une marge suffisante à l'encrassement de l'échangeur RRI\SEC. De plus, la mesure compensatoire consistant à relever le niveau et la température de la piscine de désactivation du combustible n'est pas mentionnée dans les documents PQS et GTS. Ainsi l'exploitant n'est pas en mesure de justifier que cette mesure a bien été appliquée lors des travaux alors qu'elle était explicitement mentionnée dans le courrier ASN en référence [2].

Demande n° A.2 : Je vous demande d'appliquer les mesures compensatoires mentionnées dans le courrier ASN d'autorisation référence [2] lors des prochains déploiements de la modification PNPP 3780 pour les réacteurs n°2, 3 et 4 du CNPE de Cattenom. Vous veillerez à me présenter le retour d'expérience que vous tirez du cas précité.

A.3 Mise en œuvre des modifications – Requalification

La modification PNPP 3797 consiste à installer un boremètre sur le système RCV. Cette modification est déployée sur les réacteurs n°1 et n°2. Le boremètre installé sur le réacteur n°2 est en cours de requalification et est notamment affecté d'oscillation de la mesure de la concentration en bore. Le boremètre installé sur le réacteur n°1 est considéré qualifié et sera prochainement intégré à la conduite du réacteur. L'examen des procédures d'exécution d'essais référencés PZ-/PEE/RCV/301, PZ-/PEE/RCV/302 et PZ-/PEE/RCV/303 ne permet pas de déterminer si le boremètre installé sur le réacteur n°1 est sujet aux mêmes défauts d'oscillations de la mesure affectant celui installé sur le réacteur n°2.

Les inspecteurs ont noté que vous n'avez pas identifié ce problème lors des procédures d'essais et que par ailleurs vous ne vous êtes pas assuré de l'absence de phénomène similaire sur le réacteur 1.

Demande A.3-1 : Je vous demande de vérifier que le boremètre installé sur le système RCV du réacteur n°1 n'est pas affecté d'oscillations de la mesure de la concentration en bore avant son intégration aux règles d'exploitation. Cette vérification devra faire l'objet des éléments de traçabilité prévu par les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté INB du 7 février 2012.

Demande A.3-2 : Je vous demande d'adapter la procédure d'exécution d'essais afin de vous assurer de l'absence de phénomène d'oscillation de la mesure.

B. Demandes de compléments d'information

B.1 : Mise en œuvre des modifications – Réalisation

Les inspecteurs ont examiné les documents de suivi de la modification PNPP 3864 « réalimentation de la bache ASG par JPI ». Cet examen fait notamment apparaître une réserve datée du 24 juin 2019 relative à un défaut de serrage de boulons alors que le document de traçabilité de la bonne exécution de l'AIP « serrage au couple » est daté du 21 juin 2019. L'exploitant n'est pas en mesure d'indiquer si cette réserve est levée et si la réalisation de la modification correspond au niveau attendu.

Demande n°B.1 : Je vous demande de m'apporter des éléments sur ce point dont notamment la date de levée de la réserve.

B.2 Evaluation quotidienne du niveau de sûreté de l'installation

Les inspecteurs ont assisté à une confrontation de l'analyse de sûreté entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté. Ils retiennent de cette confrontation, pour sa partie relative au réacteur n° 1 que plusieurs capteurs de températures situés sur la branche froide n°1 du circuit primaire sont défaillants. Le capteur 1RCP104MT est hors service et il est prévu une réparation lors du prochain arrêt programmé ou fortuit. Ce capteur requis au titre du chapitre IX des RGE a fait l'objet d'un processus de modification des RGE permettant de gérer cette indisponibilité.

Le capteur 1RCP105MT est également défaillant et est affecté d'une dérive de mesure de la température. Le capteur 1RCP106MT est mis en position sûre et n'assure plus sa fonction. Ces deux derniers capteurs rentrent dans la logique 2/4 des signaux de démarrage de l'injection de sécurité, d'isolement enceinte et d'isolement des lignes vapeur. Ainsi en l'absence de ces deux capteurs, les signaux de protection peuvent être initiés par la défaillance d'une seule mesure et entraîner l'arrêt automatique du réacteur.

Demande n°B.2.1 : Je vous demande de me faire un point sur l'indisponibilité des deux capteurs 1RCP105MT et 1RCP106MT et de votre analyse de l'impact sur la sûreté des réacteurs.

Demande n°B.2.2 : J'ai bien noté que des actions de réparations ont été engagées lors de l'arrêt fortuit du réacteur 1 fin octobre 2019, mais que celles-ci n'ont pas permis de réparer l'ensemble des capteurs précités. Je vous prie de me faire un point sur les réparations engagées et les résultats obtenus.



Vous voudrez bien me faire part de vos réponses concernant ces points dans un délai de deux mois, sauf mention contraire. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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

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

Le Chef de Division

Signé par

Pierre BOIS