

Référence courrier :
CODEP-OLS-2024-063082

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

Orléans, le 22 novembre 2024

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 85 – réacteur n° 4
Lettre de suites des inspections de chantiers lors de l'arrêt pour visite décennale du réacteur n° 4

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2024-0772 des 21 et 31 juillet, 7 août et 13 novembre 2024

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Règle nationale d'essai « gestion des épreuves des enceintes à simple paroi » référencée D4550019008299 indice 1
[3] Référentiel managérial « Maîtrise des chantiers et des activités d'exploitation » référencé D455021007751 indice 0 en date du 27 décembre 2021
[4] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base dit arrêté INB
[5] Décision n° 2014-DC-0417 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 janvier 2014 relative aux règles applicables aux installations nucléaires de base (INB) pour la maîtrise des risques liés à l'incendie
[6] Référentiel managérial « Incendie Prévention » référencé D455020001973 en date du 8 avril 2021
[7] Arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression
[8] Décision DGSNR/SD5/BB/VF n° 030191 du 13 mai 2003 concernant les conditions d'instruction des dossiers relatifs sur les circuits primaires et secondaires principaux des réacteurs à eau pressurisée
[9] Consigne particulière de conduite (CPC) référencée D0900 CPC 00092
[10] Référentiel managérial condamnations administratives référencé D455018002289 en date du 23 juillet 2018

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, quatre journées d'inspections ont eu lieu sur le CNPE de Dampierre-en-Burly les 21 et 31 juillet, 7 août et 13 novembre 2024 à l'occasion de l'arrêt pour visite décennale (VD) du réacteur n° 4.

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



Synthèse de l'inspection

Dans le cadre du suivi des quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe, l'ASN a défini un plan de contrôle établi sur la base des deux objectifs du réexamen périodique défini à l'article L. 593-18 du code de l'environnement que sont la vérification de la conformité des installations au référentiel de sûreté et la réévaluation de sûreté.

Ce plan concerne notamment les actions (travaux et actions de vérification) menées par EDF avant la quatrième visite décennale lorsque le réacteur est en fonctionnement ainsi que celles réalisées pendant la visite décennale.

Les journées d'inspection des 21 et 31 juillet, 7 août et 13 novembre 2024 entrent dans le cadre du plan de contrôle précité et ont porté sur le thème « inspections de chantiers ». Elles avaient pour objectif de contrôler les travaux de maintenance réalisés par le site sous les angles de la sûreté, de la radioprotection et de l'environnement. Elles ont concerné des chantiers localisés dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), le bâtiment électrique (BL) et le bâtiment combustible (BK) associés au réacteur n° 4.

Au cours de ces inspections, les inspecteurs ont ainsi pu notamment contrôler les activités notables suivantes :

- déchargement du combustible ;
- assainissement du circuit RCV (circuit de contrôle chimique et volumétrique du primaire) ;
- nettoyage préventif des générateurs de vapeur (NPGV) ;
- épreuve enceinte ;
- contrôle du calage du circuit primaire principal ;
- application de plusieurs demandes de modifications temporaires des règles générales d'exploitation (DMT RGE).

Des contrôles ont également été menés par les inspecteurs afin de vérifier la bonne application des référentiels internes d'EDF sur la radioprotection, les condamnations administratives et le risque FME (Foreign Material Exclusion, qui désigne le risque d'introduction de corps ou de produits étrangers dans les matériels et circuits).

De manière générale, il ressort de ces inspections que les activités de maintenance dimensionnantes contrôlées par sondage par l'ASN telles que l'opération d'assainissement du circuit RCV ou le NPGV ont été réalisées de manière globalement satisfaisante par vos équipes ; des écarts ont toutefois été relevés concernant la gestion des régimes de travail radiologiques (RTR) et le respect des dispositions mentionnées dans les dossiers d'intervention notable déposés en préalable à la réalisation de ces opérations, ce qui, compte tenu du caractère récurrent de ce type de constat, doit vous amener à renforcer les actions complémentaires d'ores et déjà engagées et/ou à en définir et mettre en œuvre de nouvelles.



Concernant les opérations de déchargement du combustible, la gestion des condamnations administratives et la gestion des DMT RGE, les inspecteurs n'ont pas relevé d'écart, même si des améliorations, reprises en observations dans la présente lettre de suites, peuvent être apportées.

Enfin, concernant l'épreuve enceinte, des éléments doivent être apportés avant la divergence du réacteur n° 4 prévue à ce jour d'ici la fin de l'année, dès lors que certaines dispositions de la règle nationale d'essais [2] n'ont pas été respectées.



I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Test d'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur n° 4 (« épreuve enceinte »)

L'article R. 593-30 du code de l'environnement est relatif aux règles générales d'exploitation (RGE) que l'exploitant d'une installation nucléaire de base doit mettre en œuvre pour assurer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 dudit code. Le chapitre IX des RGE est relatif aux essais périodiques qui ont pour objectif de vérifier :

- la disponibilité des Eléments Importants pour la Protection des intérêts (EIP) liés aux accidents radiologiques ;
- le respect des hypothèses choisies pour les conditions de fonctionnement décrites dans les études d'accidents du rapport de sûreté.

La règle d'essai référencée EMEGC090386 indice D est relative aux essais périodiques du système EPP (système d'étanchéité et de contrôle des fuites de l'enceinte de confinement d'un réacteur) et précise en son chapitre 2.6 que « l'épreuve complète du système de confinement doit être réalisée tous les 10 ans ». Lors de sa quatrième visite décennale, l'enceinte de confinement du réacteur n° 4 a fait l'objet du 8 au 11 novembre 2024 de l'épreuve complète visant à vérifier son étanchéité.

La règle nationale d'essai (RNE) [2] définit l'organisation retenue par la société EDF pour réaliser cette épreuve complète ainsi que les actions et mesures à réaliser avant, pendant et après l'épreuve. Certaines actions et mesures sont identifiées comme étant systématiques (c'est-à-dire à réaliser lors de chaque épreuve), d'autres comme complémentaires (mais jugées nécessaires pour la collecte et l'exploitation du retour d'expérience).

La RNE [2] prescrit notamment les trois actions systématiques suivantes à réaliser lors de la visite décennale, avant épreuve :

- « AS1 : Mesure, au plus près de l'essai, des fuites des traversées de type B et C » ;
- « AS4 : visite de la peau métallique du parement interne de l'enceinte avec recherche des cloquages [...] uniquement avant épreuve : réalisation de mesures d'épaisseur par ultrasons sur les cloques les plus significatives des 5 tôles de référence, en repérant les points où sont réalisées les mesures » ;
- « AS8 : Visite du revêtement des puisards RIS/EAS (cloquage, éclatement, décollement, état global du revêtement...) ».



Concernant les mesures d'épaisseur par ultrasons, vos représentants ont indiqué lors de l'inspection menée le 13 novembre 2024 que celles-ci n'avaient pas pu être réalisées avant épreuve en raison d'un dysfonctionnement de l'appareil de mesure ; une fiche de non-conformité a été ouverte en conséquence et il a été précisé aux inspecteurs que ces mesures seront réalisées après épreuve.

Des éléments recueillis lors de l'inspection, il s'avère que la visite de la peau métallique du parement interne de l'enceinte a été réalisée par votre prestataire du 29 juillet au 2 août 2024 et du 26 au 30 août 2024. Attendu que l'épreuve enceinte a été réalisée du 8 au 11 novembre 2024, je considère que vous aviez matériellement le temps de vous doter d'un appareil de mesure de substitution ou de réparer celui défaillant et de procéder à ces mesures d'épaisseur qui sont prescrites avant épreuve par votre référentiel interne.

Une dérogation auprès de vos services centraux pour réaliser ces mesures après épreuve aurait également éventuellement pu être initiée par vos soins. Il vous restait également la possibilité de décaler le planning de l'épreuve enceinte pour faire ces mesures avant épreuve et respecter ainsi votre prescriptif.

Demande I.1 : justifier du respect de la règle d'essai référencée EMEGC090386 indice D pour l'épreuve enceinte du réacteur n° 4 réalisée en novembre 2024 considérant la non réalisation d'une mesure systématique à faire avant épreuve au titre de la RNE [2].

Demande I.2 : justifier, d'un point de vue technique et organisationnel, votre décision de ne pas réaliser les mesures d'épaisseur par ultrasons sur les cloques les plus significatives des 5 tôles avant épreuve comme prescrit par le référentiel [2].

Demande I.3 : analyser l'absence de réalisation des mesures d'épaisseur sous l'angle de votre référentiel « écarts » (ouverture d'un plan d'action constat, déclaration d'un évènement intéressant/significatif pour la sûreté...) et m'informer des résultats de votre analyse.

Concernant la mesure AS1, vos représentants ont indiqué lors de l'inspection du 13 novembre 2024 que les mesures des traversées de type B et C avaient été réalisées de l'état « AN/RRA » (arrêt normal avec refroidissement du réacteur par le système RRA) à l'état « RCD » (réacteur complètement déchargé). Il s'avère donc que des mesures de traversées ont été effectuées dès juillet 2024, ce qui amène l'ASN à s'interroger sur le respect de la prescription de réaliser ces mesures au plus près de l'essai d'étanchéité de l'enceinte de confinement.

Demande I.4 : préciser les dates auxquelles ont été réalisés les différents tests des traversées B et C et justifier d'un point de vue technique et réglementaire d'une réalisation de ces essais sur plusieurs mois.



Enfin, concernant la mesure AS8, le contrôle des puisards RIS (système d'injection de sécurité) et EAS (système d'aspersion enceinte) a été réalisé le 5 septembre 2024. Le rapport établi à l'issue par votre prestataire fait état de plusieurs anomalies pour lesquelles il convient de se positionner avant la divergence du réacteur n° 4 quant à la remise en cause potentielle des exigences définies de ces puisards (atteinte de leur intégrité ou non).

Demande I.5 : préciser si les anomalies relevées affectent ou non les exigences définies associées aux puisards RIS et EAS, les éventuelles actions correctives envisagées ainsi que les délais associés.

80

II. AUTRES DEMANDES

Elaboration et gestion des régimes de travail radiologique (RTR)

L'article L. 593-42 du code de l'environnement dispose que « *les règles générales, prescriptions et mesures prises en application du présent chapitre et des chapitres V et VI pour la protection de la santé publique, lorsqu'elles concernent la radioprotection des travailleurs, portent sur les mesures de protection collectives qui relèvent de la responsabilité de l'exploitant et de nature à assurer le respect des principes de radioprotection définis à l'article L. 1333-2 du code de la santé publique* ».

Pour répondre, notamment, aux exigences du code du travail en matière de protection contre les rayonnements ionisants, le référentiel managérial [3] précise que « *pour toutes les activités en zone contrôlée, le Régime de Travail Radiologique (RTR) regroupe et présente les résultats de l'analyse de risques radiologiques et d'optimisation de la radioprotection. Il stipule notamment les actions de radioprotection à contrôler et à mettre en œuvre par les intervenants qui réalisent l'activité* ».

Lors de la visite décennale du réacteur n° 4, une activité d'assainissement du circuit RCV (système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire) a été réalisée. Cette activité consiste à injecter dans le circuit RCV des solutions chimiques afin de retirer les radioéléments fixés sur les parois internes du circuit, ce qui permet de diminuer le débit de dose auquel sont exposés les intervenants travaillant sur ou à proximité de ce circuit.

L'activité d'assainissement du circuit RCV présentant un enjeu radiologique fort (c'est-à-dire une dosimétrie potentiellement supérieure à 20 H.mSv), le référentiel [3] impose que l'analyse radioprotection de l'activité et les actions d'optimisation en découlant soient validées à travers une instance décisionnelle présidée par un représentant de niveau direction (intitulée « comité ALARA¹ »).

¹ La démarche ALARA, signifiant « As Low As Reasonably Achievable », décline l'un des principes de la radioprotection inscrit dans le code de la santé publique, le principe d'optimisation, selon lequel toute exposition justifiée doit être réalisée au plus faible coût dosimétrique possible.



Préalablement à l'inspection du 7 août 2024, vos représentants ont transmis aux inspecteurs le compte-rendu signé par la direction du site le 3 juin 2024 du comité ALARA qui s'est tenu le 23 mai 2024 pour l'activité d'assainissement du circuit RCV du réacteur n° 4.

Ce compte-rendu mentionne que *« l'intégralité des actions de radioprotection et d'optimisation retenues dans le compte rendu du comité ALARA doit se retrouver dans les RTR, et elles doivent être mises en œuvre par les personnes qui réalisent les activités. La prise en compte du RTR par le chargé de travaux permet de valider que l'ensemble des actions d'optimisation est réellement mis en œuvre sur le chantier »*.

Y figurent notamment les actions suivantes :

- *« surveillance à distance : 4 Caméras et IF104 + sonde pour lecture des débits de dose »* (un IF104 étant un dispositif portable permettant de mesurer des débits de dose élevés de rayons gamma et X) ;
- *« pose de protections biologiques sur les points chauds avant le début de l'assainissement »*, un document joint au compte-rendu identifiant entre autres le local 4R185 comme étant concerné par la présence de point chauds.

Le comité ALARA demandait par ailleurs la réalisation d'un point d'arrêt du service prévention des risques (SPR) avant le début de l'assainissement pour le *« contrôle des protections biologiques identifiées selon les plans »*.

En raison d'un aléa de chantier, un avenant au compte-rendu du comité ALARA a été établi le 4 août 2024, celui-ci ne modifiant toutefois ni les parades ni le point d'arrêt cités supra.

Lors du contrôle de l'activité d'assainissement du circuit RCV réalisé le 7 août 2024, les inspecteurs ont relevé les éléments suivants :

- des protections biologiques étaient présentes sur une partie des points chauds du local 4R185 mais pas sur tous.

Par courriel en date du 26 septembre 2024, vous avez justifié ce point par les éléments suivants : *« Le rapport du comité ALARA précise que les protections biologiques seront posées sur les points chauds dans les zones de travail. Lors du comité ALARA, l'ensemble des points a été évoqué et partagé avec l'entreprise prestataire, le SPR et la direction. Le compte-rendu ne reprend effectivement pas expressément cette formulation de « pose de protections biologiques sur les points chauds dans les zones de travail » mais ce sont ces dispositions qui ont été appliquées »*.

Indépendamment de ces justifications qui peuvent être jugées recevables d'un point de vue technique, le comité ALARA prescrivait un point d'arrêt relatif au contrôle des protections biologiques identifiées selon les plans. Or, les plans encerclent la totalité du local 4R185 sans distinction des notions de « zone de travail » ou de « zone de passage ».

Dans ces conditions, le compte-rendu du comité ALARA aurait dû être modifié avant le début de l'activité pour apporter la précision selon laquelle les protections biologiques ne devaient être posées que sur les zones de travail et le point d'arrêt précité n'aurait pas dû être levé par le SPR en l'état dès lors que les protections biologiques n'étaient pas conformes au plan défini ;

- le RTR utilisé par les prestataires ne mentionnait pas comme étant mises en œuvre les parades relatives à la présence des caméras pour la surveillance et le pilotage des vannes à distance et à la mise en place du matériel de type IF104 avec sonde pour la lecture du débit de dose à distance. Interrogé sur ces points, le prestataire a indiqué que ces parades avaient finalement été jugées non nécessaires (sans toutefois préciser par qui et pour quelle raison) et qu'en conséquence, elles n'ont pas été mises en place et n'ont donc pas été cochées sur le RTR.
Or, comme indiqué supra, le compte-rendu du comité ALARA validé le 3 juin 2024 indique explicitement que « *l'intégralité des actions de radioprotection et d'optimisation retenues dans le compte rendu du comité ALARA doit se retrouver dans les RTR, et elles doivent être mises en œuvre par les personnes qui réalisent les activités* » conformément aux exigences du référentiel [3].
Les inspecteurs notent par ailleurs que l'avenant au comité ALARA daté du 4 août 2024 ne supprime pas les parades précitées.

Au vu des éléments précités, les inspecteurs s'interrogent donc :

- sur la culture radioprotection du prestataire dès lors qu'avant le début d'une activité en zone contrôlée, le chargé de travaux doit vérifier la mise en œuvre effective des parades définies dans son RTR et qu'en cas de détection d'écart, l'activité ne peut pas débuter ; dans le cas présent, la bonne pratique aurait consisté à modifier le RTR pour supprimer les parades jugées non nécessaires, après validation par le comité ALARA de leur non nécessité puisque ces parades influent directement sur la dosimétrie intégrée par les intervenants du chantier ;
- sur les modalités de la surveillance réalisée par la société EDF en application de l'article 2.2.2 de l'arrêté [4] sur cette activité à enjeu radiologique fort dès lors que la non mise en œuvre de ces parades n'a pas été détectée par vos représentants mais par les inspecteurs lors d'un contrôle mené plusieurs jours après le début de l'activité.

Au regard des écarts récurrents relatifs à la non mise en œuvre de certaines parades définies dans les RTR, je vous avais demandé dans la lettre de suites référencée CODEP-OLS-2022-050056 du 11 octobre 2022 relative aux constats effectués lors des inspections de chantier de la visite décennale du réacteur n° 2 :

- de poursuivre les actions de contrôle et de sensibilisation engagées auprès de vos prestataires afin d'améliorer la gestion des régimes de travail radiologique ;
- d'indiquer les dispositions qui seront déployées lors des prochains arrêts pour rappeler aux intervenants les règles élémentaires de radioprotection à mettre en œuvre sur les chantiers, tant pour la protection des intervenants que pour enregistrer les actions de radioprotection effectivement déployées ;
- de préciser les mesures prises par le site en cas de découverte de chantiers ne respectant pas les parades définies dans les RTR.

Par courrier référencé D453322043772 en date du 20 décembre 2022, vous m'aviez indiqué en réponse à ces demandes prendre les dispositions suivantes :

- la note de cadrage de la surveillance 2023 à destination des acteurs de la surveillance comporte l'ajout d'observables radioprotection aux actions de surveillance lors de la constitution des programmes de surveillance ;
- avant la publication et diffusion de la note de cadrage de la surveillance 2023, le collectif Chargé de Surveillance et d'Intervention (CSI) a été sensibilisé sur l'intégration d'observables radioprotection (dont sur les RTR) dans les programmes de surveillance 2023 ;
- les exigences radioprotection sont rappelées par les CSI aux fournisseurs à l'occasion des réunions d'enclenchement en insistant notamment le rôle du chargé de travaux ;
- en cas de découverte de chantier ne respectant pas les parades définies dans le RTR, la surveillance demandera la remise en conformité au fournisseur et assurera la traçabilité dans les actions de surveillance. Aussi, le CNPE de Dampierre a défini un traitement managérial des écarts dont plusieurs items portent sur les RTR : "RTR non pris en charge et contrôlé par le chargé de travaux (non signé, non renseigné et non coché)" ou encore "non mise en œuvre des parades du RTR".

Au regard des constats réalisés sur le chantier d'assainissement du circuit RCV, l'ASN s'interroge sur l'efficacité des dispositions précitées et sur leur mise en œuvre effective dans les programmes de surveillance de 2024, attendu que ces actions ne pouvaient pas uniquement concerner l'année 2023 au regard de la récurrence des écarts constatés ces dernières années.

Demande II.1 : préciser si des actions de surveillance avec des observables radioprotection ont été réalisées par la société EDF entre la date de début du chantier d'assainissement du circuit RCV et la date du contrôle mené par l'ASN (7 août 2024). Dans l'affirmative, indiquer les observables contrôlés et les éventuels écarts relevés.

Le référentiel [3] prévoit par ailleurs pour les activités à enjeu radiologique fort que « le CNPE doit se doter d'une organisation afin de s'assurer que l'ensemble des actions validées lors de l'instance décisionnelle soient bien mises en œuvre par les instances opérationnelles ». Cette organisation se traduit sur certains sites par la levée d'un point d'arrêt par le SPR autorisant le début de l'activité après vérification de la mise en œuvre effective de l'ensemble des parades définies.

Demande II.2 : préciser l'organisation définie par le CNPE de Dampierre-en-Burly pour répondre à l'exigence précitée du référentiel managérial [3].

Demande II.3 : dans l'hypothèse où une vérification de la mise en œuvre effective des parades définies dans le RTR aurait été réalisée par vos représentants avant le début de l'activité d'assainissement du circuit RCV, expliciter comment l'activité a pu débuter et/ou pour quelle raison le RTR n'a pas été modifié.

Enfin, le guide du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base et aux transports de matières radioactives définit comme

un évènement significatif au titre de la radioprotection (ESR) relevant du critère 4 « *toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) comportant un risque radiologique important, réalisée sans une analyse de radioprotection formalisée (justification, optimisation, limitation) ou sans prise en compte exhaustive de cette analyse* ».

Le guide EDF référencé D4550.35-13/4652 apporte par ailleurs la précision suivante : « *il s'agit des activités pour lesquelles les parades déterminées dans l'analyse des risques n'ont pas été respectées ou pour lesquelles des parades importantes n'ont pas été identifiées* », les activités concernées étant celles susceptibles de conduire au dépassement par une personne du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire ou du dépassement de 20 H.mSv, compté comme la somme des équivalents de dose individuelle pour chaque personne exposée.

Demande II.4 : analyser le caractère déclaratif, au sens de l'article 2.6.4 de l'arrêté [4], de l'écart que constitue la non mise en œuvre de parades définies dans l'analyse de risques radioprotection de l'activité d'assainissement du circuit RCV, la dosimétrie globale de cette activité étant susceptible d'être supérieure à 20 H.mSv.

En cas de caractère déclaratif avéré, transmettre la déclaration d'évènement.

Gestion de la sectorisation incendie

L'article 2.4.1 de l'arrêté [4] précise que « *l'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1* ».

Les articles 4.1.1 et 4.1.2 de l'annexe à la décision [5] disposent respectivement que « *la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie permet d'identifier et de justifier les secteurs et zones de feu de l'INB* » et que « *des dispositions sont prises afin qu'un même incendie ne puisse pas affecter simultanément des EIP [éléments importants pour la protection des intérêts] à protéger des effets d'un incendie et assurant une redondance fonctionnelle. A ce titre, ceux-ci ne sont pas placés dans un même secteur ou zone de feu ou, à défaut, disposent d'une protection suffisante afin de prévenir une défaillance causée par un même incendie* ».

La sectorisation vise à séparer physiquement des locaux avec des éléments constructifs résistants au feu afin d'éviter la propagation d'un incendie. Elle permet également de s'assurer qu'un même incendie ne puisse pas affecter simultanément des équipements assurant une redondance fonctionnelle. Plusieurs éléments concourent à la sectorisation incendie comme les portes coupe-feu, les trémies, les chatières, les siphons de sol...

Les prescriptions des articles 4.1.1 et 4.1.2 précités ont été intégrées au référentiel managérial [6] qui fait donc nécessairement partie du système de management intégré (SMI) visé à l'article 2.4.1 de l'arrêté

[4] puisque ce référentiel porte les exigences définies par la société EDF pour respecter les dispositions de la décision [5].

Concernant la sectorisation incendie, les exigences du référentiel [6] sont notamment les suivantes :

- l'état de la sectorisation doit être connu en temps réel ;
- toute rupture de sectorisation doit faire l'objet d'une caractérisation (les ruptures de sectorisation sont ainsi caractérisées soit en perte d'intégrité (PI) soit en fragilité de sectorisation (FS), associées à une classe qui définit le délai de réparation de l'anomalie de sectorisation) ;
- un délai de réparation de 21 jours est défini pour les pertes d'intégrité de classe 2 et de 60 jours pour celles de classe 3.

Le référentiel [6] mentionne par ailleurs qu' « *en cas de dépassement du nombre de Pertes d'Intégrité de classe 1 et 2 ou du délai de remise en conformité de tout type d'anomalie de sectorisation, le caractère déclaratif est analysé en application du référentiel Déclaration des événements* ».

Lors de leur contrôle mené le 7 août 2024, les inspecteurs ont examiné le rapport opérationnel n° 22 associé au réacteur n° 4 (document permettant de connaître l'état de la sectorisation en temps réel) et ont constaté les éléments suivants :

- existence d'une PI de classe 3 en retard de traitement depuis 494 jours (8HNC232LO – porte coupe-feu maintenue ouverte pour faire passer des tuyauteries en lien avec un skid de traitement des effluents) ;
- existence d'une PI de classe 2 en retard de traitement depuis 79 jours (8HL608LO – trémie de passage de câbles entre deux locaux non conforme d'un point de vue incendie).

Postérieurement à l'inspection, par courriels en date des 9 août 2024 et 30 octobre 2024, vos représentants ont communiqué aux inspecteurs les éléments suivants :

- le relevé de décision direction référencé 2023/13/30 en date du 30 mars 2023 qui permet, sous certaines conditions, de déroger au délai de 60 jours pour traiter la perte d'intégrité de classe 3 et d'autoriser cette PI tant que le skid TEU de traitement pour les effluents produits par les réacteurs n° 3 et 4 est en place (l'autorisation a donc été accordée en 2023 pour une durée indéterminée même si vous avez ultérieurement précisé que le skid sera déposé à l'issue de la visite décennale du réacteur n° 4) ;
- la fiche de position référencée IPE – 05 16 24 indA en date du 17 mai 2024 qui autorise la prolongation de la PI de classe 2 jusqu'au 27 septembre 2024 alors que celle-ci est effective depuis le 24 avril 2024 ;
- la déclaration d'un événement significatif sûreté par vos services centraux le 30 septembre 2024 relative à la « *détection d'anomalies de mise en œuvre de calfeutrement des traversées de sectorisation incendie* », déclaration qui inclut l'anomalie de traitement de la PI de classe 2 précitée.

Demande II.5 : transmettre les éléments permettant de démontrer la réalisation des travaux soldant la perte d'intégrité de classe 2.



Concernant le caractère déclaratif associé à la perte d'intégrité de classe 3, vos représentants ont indiqué par courriel du 30 octobre 2024 que « *l'analyse menée par le site au titre de la directive interne n° 100 (DI100) a abouti à une absence de déclaration* ». Or, les inspecteurs relèvent que la DI100 mentionne explicitement le non-respect du référentiel de sectorisation incendie comme redevable de la déclaration d'un évènement intéressant la sûreté (EIS critère 10) et constatent que cette règle est appliquée par d'autres sites de la plaque Val-de-Loire.

J'attire votre attention sur le fait que la rédaction d'une analyse de risque à fort à enjeu incendie ne permet pas de se prévaloir du respect du référentiel de sectorisation dès lors que celle-ci peut être utilisée pour gérer des pertes d'intégrité liées à la réalisation de travaux de grande ampleur et non à l'exploitation d'un réacteur dans des conditions de fonctionnement dégradées (utilisation d'un skid de traitement des effluents en lieu et place des évaporateurs).

Demande II.6 : déclarer au titre de la DI100 un évènement intéressant la sûreté pour le non-respect du délai de traitement de la perte d'intégrité de classe 3 précitée.

Réalisation du nettoyage préventif des générateurs de vapeur

L'article 10 de l'arrêté [7] dispose qu' « *avant toute intervention notable, l'exploitant soumet à l'Autorité de sûreté nucléaire un dossier d'intervention prouvant que la garantie d'intégrité de l'appareil n'est pas susceptible d'être remise en cause par l'opération envisagée* », ce dossier devant notamment comprendre « *les principales mesures adoptées en matière de sécurité du personnel, et plus particulièrement au titre de la radioprotection pour limiter l'exposition du personnel* ».

Le point VII.2 de la décision [8] précise quant à lui le contenu attendu du volet radioprotection d'un dossier d'intervention notable, qui doit notamment comprendre « *les dispositions d'optimisation mises en œuvre lors de la conception de l'intervention en précisant les options étudiées, qu'elles soient finalement retenues ou non (avec explications)* ».

Le document référencé WEF-19-ASCA-GENE-EPT-4197 révision 09 présente l'étude des postes de travail générique dans le cadre des prestations de nettoyage chimique préventif des générateurs de vapeur (NPGV) sur les paliers 900 MWe (CP0 et CPY) et 1300 MWe (P4 et P'4).

Ce document identifie ainsi dans le cadre de la démarche ALARA les dispositions d'optimisation du terme source et mentionne notamment les éléments suivants :

« *Ainsi, les protections biologiques requises de manière systématique sont les suivantes :*

- *écrans de plomb devant les lignes de by-pass température ;*
- *écran de plomb autour de la périphérie du GV ;*
- *protections biologiques autour des TO-TP (trou d'œil – trou de poing) ;*
- *carré d'as du palier 900 et clapets RCP ;*

Certaines protections biologiques présentent un caractère optionnel :

- *le plombage des clapets RCP pour les paliers CP0 et CPY est conditionné par des valeurs seuils de débit de dose ;*
- *les protections plombées autour de la LEP (ligne d'expansion du pressuriseur) seront étudiées au cas par cas en fonction des cartographies spécifiques, mais le REX des interventions précédentes ne justifie pas que cette optimisation soit retenue dans le scénario générique ».*

Lors de l'inspection du 31 juillet 2024, les inspecteurs ont réalisé un contrôle de la présence des protections biologiques requises de manière systématique au niveau du générateur de vapeur de la boucle n° 1, des lignes de by-pass température, des vannes du carré d'as et des clapets 4 RCP 121 / 221 / 321 VP. Aucun écart n'a été détecté.

Concernant les protections biologiques optionnelles, les inspecteurs ont relevé leur absence autour de la LEP sans que vos représentants ne soient en mesure de démontrer que celles-ci n'étaient pas nécessaires au regard du contexte radiologique présent sur le réacteur n° 4.

Demande II.7 : justifier du caractère non nécessaire des protections biologiques autour de la ligne d'expansion du pressuriseur dans le cadre du NPGV du réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly.

Le document référencé WEF-13-ASCA-GENE-NTD-1078 révision 19 porte l'analyse de risque du procédé NPGV. Celui-ci mentionne en page 50 concernant l'impact lié à la quantité de dépôts dans les GV que « *la gamme de chargement couverte par la qualification [du procédé NPGV au sens de l'article 10.I.a de l'arrêté [7]] est comprise entre 2,5 à 60 g/L (soit d'environ 170 à environ 4000 kg/GV selon le type de GV) ».* La parade identifiée dans l'analyse de risque pour se prémunir de ce risque est la suivante : « *les estimations de la quantité des dépôts sont établies dans le respect de la DT286, ce qui garantit de respecter les plages de qualification du procédé en termes de quantité de dépôts ».*

Lors de l'inspection du 31 juillet 2024, le prestataire en charge du NPGV a indiqué aux inspecteurs que la quantité de dépôts dans les GV représentait environ 150 kg par GV, soit une valeur inférieure à la plage de qualification précitée (les risques associés à une charge trop faible étant notamment un risque plus élevé de corrosion généralisée et une efficacité moindre du procédé).

Par courriel en date du 6 août 2024, vos représentants ont indiqué qu'« *après renseignement auprès du prestataire, la quantité de chargement serait de 450 kg par GV. Cette quantité est en cohérence avec le chargement en cuivre estimé à 4 % de 450 kg (soit 18 kg/GV) puisque les premières analyses – non consolidées – menées suite à la phase de décuivrage préliminaire montreraient une quantité de cuivre enlevée supérieure à 90 % du total, tel que cela vous a été présenté lors de l'inspection. Le chargement est donc supérieur à 170 kg par GV, plage minimale de qualification. L'estimation du chargement à 450 kg/GV est réalisée par la DT en amont du NPGV suivant la note EDECME110747 [A]. La méthode utilisée pour évaluer cette valeur est le bilan massique ».*



Outre le fait que les informations mentionnées dans votre mail ne sont pas cohérentes avec celles fournies aux inspecteurs lors de leur contrôle mené le 31 juillet 2024, le bilan massique établi en application de la DT286 (disposition transitoire n° 286) demandé par les inspecteurs ne leur a pas été transmis à ce jour. J'attire par ailleurs votre attention sur le fait que la DT286 a été établie en septembre 2011 puis mise à jour en avril 2020, ce qui interroge sur son caractère transitoire dès lors qu'elle est appliquée depuis une dizaine d'années.

Demande II.8 : transmettre les estimations de la quantité des dépôts (c'est-à-dire le bilan massique) établies en application de la DT286 pour les générateurs du réacteur n° 4.

Visite de type 1 du diesel 4 LHQ 201 GE

L'article 2.5.1 de l'arrêté [4] précise 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 7 août 2024, les inspecteurs ont procédé à un contrôle de l'activité menée sur le diesel 4 LHQ 201 GE (visite de type 1). Les inspecteurs ont noté la bonne tenue de la documentation de chantier (analyse de risques, dossiers de suivi d'intervention...) ainsi que la qualité des échanges avec le prestataire en charge de la réalisation de cette activité.

Ils ont cependant relevé qu'un collier a été trouvé desserré au niveau d'un compensateur, ce constat pouvant résulter d'une non qualité de maintenance lors du reconditionnement du diesel réalisé en 2023.

Demande II.9 : justifier que l'anomalie précitée n'a pas remis en cause la qualification du diesel 4 LHQ 201 GE pendant le cycle précédant l'arrêt pour visite décennale.

Les inspecteurs ont par ailleurs constaté qu'une fiche de non-conformité relative à la détérioration des ailettes des aéroréfrigérants 4 LHQ 0521 et 0522 RF avait été ouverte par le prestataire lors de cette visite de type 1. Ce dernier a proposé à la société EDF comme solution de traitement la réparation des ailettes mais celle-ci n'a pas été retenue par le site qui a décidé du maintien en l'état avec une réparation lors d'une prochaine visite, sans préciser l'échéance et sans qu'aucune justification technique motivant cette décision ne soit fournie.

Demande II.10 : justifier que la dégradation des ailettes ne remet pas en cause le bon fonctionnement et la disponibilité des aéroréfrigérants 4 LHQ 0521 et 0522 RF, et a fortiori du diesel 4 LHQ 201 GE.

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

Opération de nettoyage préventif des générateurs de vapeur

Constat d'écart III.1 : Par courrier référencé D453324004022 en date du 17 janvier 2024 et en application des dispositions de l'article R. 593-56 du code de l'environnement, vous avez déposé un dossier de demande d'autorisation visant à réaliser au niveau du réacteur n° 4 une opération de NPGV et de traitement des effluents associés. Ce dossier contenait notamment la note d'analyse du cadre réglementaire (NACR) référencée D455623052111 indice C en date du 10 janvier 2024 qui a pour objectif de démontrer la maîtrise des risques et des inconvénients éventuels induits lors la mise en œuvre du procédé NPGV et du traitement des effluents sur les intérêts protégés.

La NACR contient en annexe 3 une vérification du respect de l'ensemble des dispositions de l'arrêté ministériel de prescriptions générales (APMG) applicable à la rubrique n° 2910 de la nomenclature des installations classées (installation de combustion), texte rendu applicable par l'annexe de l'arrêté [4].

Lors du contrôle mené le 31 juillet 2024, les inspecteurs ont formulé les constats suivants :

- article 6.2.3 de l'APMG précité : « *la vitesse d'éjection des gaz de combustion en marche continue maximale doit être au moins égale à 5 m/s* ».

La NACR porte la mention « *conforme* » pour cette prescription, indiquant que « *la vitesse d'éjection des fumées est strictement supérieure à 5 m/s* ».

Or, vos représentants ont communiqué lors de l'inspection un rapport datant de février 2022 et établi par un organisme accrédité faisant état sur la chaudière utilisée pour l'opération de NPGV d'une vitesse d'éjection des gaz de 4,92 m/s. Devant ce constat d'écart, un deuxième rapport établi le 19 janvier 2024 par un organisme accrédité différent faisait état d'une vitesse d'éjection des gaz de 10 m/s.

Au moment de l'élaboration et de la transmission de la NACR, le seul rapport en possession de la société EDF était donc celui de février 2022 et la vitesse d'éjection des gaz de la chaudière utilisée était alors non conforme.

- article 8.4 de l'APMG précité : « *les mesures [de bruit] sont effectuées selon la méthode définie aux points 2.1, 2.2 et 2.3 de l'arrêté du 20 août 1985. Ces mesures sont effectuées dans des conditions représentatives du fonctionnement de l'installation sur une durée d'une demi-heure au moins. Une mesure du niveau de bruit et de l'émergence est effectuée au moins tous les trois ans* ».

La NACR porte la mention « *conforme* » pour cette prescription sur la base des arguments suivants : « *une analyse de risque générique d'impact sonore permettant d'assurer dans le temps la maîtrise des impacts de l'ensemble des installations est réalisée. Cette analyse permet de valider la conformité des émissions sonores vis-à-vis de l'arrêté* » et une mesure de bruit est réalisée tous les 10 ans sur le périmètre du CNPE.

L'analyse générique datant de 2018 et la dernière étude bruit autour du périmètre du CNPE datant de 2016, ces documents ne permettent pas de justifier du respect de la périodicité triennale fixée par l'arrêté précité.

- article 3.1 de l'APMG précité: « *l'exploitation doit se faire sous la surveillance, directe ou indirecte, d'une personne nommément désignée par l'exploitant et ayant une connaissance de la conduite de l'installation et des dangers et inconvénients des produits utilisés ou stockés dans l'installation* ».

Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas été capables d'indiquer les intervenants nommément désignés par la société EDF pour assurer la surveillance de l'exploitation de la chaudière. Des titres d'habilitations de divers intervenants du prestataire en charge de l'opération NPGV ont été présentés mais ceux-ci étant établis par leur employeur, les inspecteurs considèrent que cela ne permet pas de répondre à la prescription précitée.

Les inspecteurs vous invitent à prendre en compte l'ensemble des constats précités pour les prochains dossiers de NPGV transmis à l'ASN. Ils attirent par ailleurs votre attention sur le fait qu'une prescription ne peut être jugée conforme que si l'argumentaire associé est pertinent (cf. le constat d'écart sur le bruit).

Observation III.1 : Afin d'assurer l'enregistrement de la réalisation effective des étapes préalables et des opérations du NPGV, le site a mis en place un plan qualité sûreté (PQS). Ce document, présent en salle des commandes du réacteur n° 4, a été consulté par les inspecteurs lors de leur contrôle mené le 31 juillet 2024.

De cet examen, il ressort les deux points suivants :

- les étapes relatives à l'isolement de certains capteurs associent les services conduite (SCO) et automatismes et essais (SAE), le premier étant en charge de la consignation du capteur par la pose d'un régime d'exploitation et le deuxième par l'isolement physique du capteur. Les inspecteurs ont constaté que certaines étapes étaient signées par un seul service (SAE en général), les actions réalisées par la conduite n'étant donc pas enregistrées dans le PQS ;
- le PQS identifie comme activité importante pour la protection des intérêts (AIP) la mise en place de plots béton entre la voierie et la citerne ammoniacque. Les inspecteurs ont constaté que cette étape était barrée dans le PQS avec pour justification « *MMR non nécessaire* » (MMR : mesure de maîtrise des risques). Le PQS ayant été rédigé spécifiquement pour l'opération de NPGV du réacteur n° 4, les inspecteurs s'interrogent sur la raison vous ayant poussé à intégrer cette étape dans le PQS si celle-ci est, par la suite, jugée non nécessaire.

Observation III.2 : Lors du contrôle mené le 31 juillet 2024, l'opération de NPGV était à l'arrêt en raison d'un dépassement de la température lors de la vidange liée à l'étape de désoxydation du générateur de vapeur (GV) n° 1 puisqu'une température de 90,2°C pendant une durée de deux minutes avait été constatée, le procédé étant qualifié jusqu'à une température de 90°C.

Suite à l'instruction de la fiche d'anomalie et du plan d'action constat afférents, l'opération a pu reprendre le 1^{er} août 2024.

Les inspecteurs ont ainsi contrôlé le respect des plages de qualification définies pour différents paramètres lors des étapes de décuivrage préliminaire des GV (température, concentrations en produits chimiques, durée de contact avec la plaque tubulaire des GV...).

Ce contrôle n'a pas mis en évidence d'écart, le suivi des paramètres étant particulièrement bien réalisé par le prestataire en charge de l'opération de NPGV.

Observation III.3 : La consigne particulière de conduite (CPC) référencée D5140/4CPC/NPGV.01 a pour objectif de gérer l'ensemble des interfaces entre SCO et le prestataire en charge de l'opération de NPGV et identifie l'ensemble des manœuvres d'exploitation et les différents contrôles à réaliser par SCO. Plusieurs dispositions de cette consigne ont été contrôlées par sondage par les inspecteurs le 31 juillet 2024.

Ceux-ci ont ainsi relevé que :

- la CPC demande que « *la salle de commande assure la surveillance du niveau du ballon VVP002BA (absence de l'alarme VVP 054 AA, niveau haut)* ».

Or, le 31 juillet 2024, l'alarme 4 VVP 054 AA était présente en salle de commande.

Le service conduite a indiqué que cette alarme était présente non pas en raison d'un dysfonctionnement du procédé mais en raison d'un défaut sur le capteur de niveau 4 VVP 040 SN présent au niveau du ballon 4 VVP 002 BA ; un moyen compensatoire avait été mis en place pour assurer la surveillance du niveau du ballon 4 VVP 002 BA ; en tout état de cause, la disposition de la CPC n'était donc pas respectée ;

- la CPC demande de « *relever à chaque quart (traçabilité sur le Cahier de Quart) la pression des boudruches mises en place dans le barillet vapeur VVP (Manomètre déporté au niveau du trou d'homme du barillet vapeur). Pression nominale : 0,4 bar* ».

Les inspecteurs ont constaté que le relevé de la pression des boudruches était réalisé uniquement lors du quart de nuit (celui-ci étant enregistré dans le cahier de quart) et que la CPC avait été modifiée pour indiquer que la pression nominale à contrôler était de 2,4 bar et non 0,4 bar ;

- la CPC demande de « *surveiller le niveau des bâches SAFRAP en salle des machines recueillant les divers condensats du procédé. 1 SAFRAP est placé sous 4 VVP 002 BA (condensats de la ligne vapeur) et 1 SAFRAP est situé à côté de 4 STR 003 BA (collecte des condensats et eaux de pluie des soupapes VVP)* ».

Si le contrôle terrain a permis de mettre en évidence la présence effective d'une bâche SAFRAP sous le ballon 4 VVP 002 BA, la bâche qui devait être installée à côté du réservoir 4 STR 003 BA était absente.

Vos représentants ont indiqué que cette bâche a finalement été jugée inutile et n'a donc pas été mise en place comme prévu dans la CPC.

En application de la décision [8], un dossier d'intervention notable, contenant notamment le PQS et la CPC précités, a été transmis à l'ASN le 23 juillet 2024 afin de pouvoir procéder à l'opération de NPGV. Après analyse, la division d'Orléans vous a indiqué ne pas avoir d'observation sur ce dossier le 24 juillet 2024. Les inspecteurs s'étonnent donc que des dispositions mentionnées dans des documents spécifiquement rédigés pour l'opération de NPGV du réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly puissent être jugées inutiles ou non nécessaires une semaine après le dépôt du dossier sur la base duquel l'ASN s'est prononcée.

Je vous invite donc à une plus grande rigueur dans la qualité des dossiers d'intervention notable déposés.

Gestion des condamnations administratives

Observation III.4 : Une condamnation administrative (CA) est une parade vis-à-vis d'un risque de défaut de configuration de circuit impactant la sûreté, en particulier vis-à-vis du risque de fusion du cœur ou du risque de dégradation de la troisième barrière de confinement. Cette parade permet de garantir durablement la conformité de l'installation, plus précisément de garantir le maintien en position de certains organes mécaniques ou électriques pour lesquels les opérateurs ne disposent pas de moyens de contrôle fiables depuis la salle de commande, et qui participent à la disponibilité des fonctions requises au titre des règles générales d'exploitation (RGE) ou des fonctions nécessaires à la mise en œuvre des consignes incidentelles et accidentelles des RGE.

Lors de l'inspection du 21 juillet 2024, les inspecteurs ont procédé au contrôle, en salle des commandes du réacteur n° 4 et sur le terrain, de la conformité de diverses CA sur la base de la CPC [9] qui définit, pour chaque état du réacteur, les CA devant être posées ainsi que la position attendue pour chacun des organes concernés par les CA (condamné ouvert / condamné fermé).

Les inspecteurs ont ainsi contrôlé la position des organes concernés par les CA suivantes :

- CA 6.B : protection contre les risques de vidange rapide de la piscine de désactivation ;

- CA 7 : prédisposition du circuit PTR (traitement et réfrigération d'eau des piscines) lors des manutentions de combustible ;
- CA 10.F : Intégrité enceinte – SAS 0 m ;
- CA 10.E : Intégrité enceinte – SAS 0 m (hors EPP 200 SM) ;
- CA 10.H Intégrité enceinte – SAS 8 m (hors EPP 100 SM).

La position (ouverte ou fermée) de plus d'une vingtaine d'organes concernés par les CA 6B et 7 a ainsi été contrôlée ; aucun écart n'a été relevé par les inspecteurs.

Concernant les condamnations administratives 10.E, 10.F et 10.H, il n'a pas été possible de vérifier *a posteriori* si les vannes concernées sont condamnées ouvertes ou fermées puisqu'un dispositif de type camembert était installé sur les différentes vannes. Celles-ci doivent donc être considérées comme difficilement contrôlables *a posteriori* (DCAP) au sens du référentiel managérial [10].

En réponse à la lettre de suites référencée CODEP-OLS-2022-050056 établie à l'issue des inspections de chantiers réalisées lors de la visite décennale du réacteur n° 2, vous aviez fourni par courrier référencé D453322043772 du 20 décembre 2022 une liste des matériels DCAP installés sur le CNPE de Dampierre-en-Burly. Pour les condamnations administratives 10.E, 10.F et 10.H, cette liste mentionne les organes suivants : EPP 110 / 131 / 210 / 231 VA.

Or, l'inspection du 21 juillet 2024 a mis en évidence que d'autres organes, impliqués dans ces CA, doivent être considérés comme DCAP puisqu'un camembert équipe ces organes : EPP 111 / 133 / 134 / 211 / 233 / 234.

Il vous appartient donc de compléter votre liste des organes DCAP et d'appliquer les dispositions particulières définies dans le RM [10], notamment la réalisation d'un contrôle technique de sa position avant sa condamnation.

Observation III.5 : Lors de leur contrôle en salle des commandes de la conformité des CA par rapport à la CPC [9], les inspecteurs ont mis en évidence le constat suivant :

- dans l'état APR MC (arrêt pour rechargement, manutention combustible en cours), la CPC [9] indique en page 45 que la CA 11.A relative à l'isolement du tube de transfert est requise, ce qui signifie qu'elle doit être posée ;
- dans ce même état, les annexes 4 et 5 de la CPC [9] indiquent que la CA 11.A doit être déposée selon la prescription particulière des STE.

Ces assertions à l'intérieur du même document sont donc contradictoires.

Il vous appartient de corriger l'assertion erronée.



Opération de déchargement du combustible

Observation III.6 : Le respect de plusieurs prescriptions de la règle particulière de conduite (RPC) « renouvellement des opérations de combustible » référencée D455037083438 indice C du 23 mai 2019 a été contrôlé lors de l'inspection du 21 juillet 2024 : respect des plages de température et d'hygrométrie du hall de la piscine de désactivation, relevé des signaux des chaînes neutroniques, réalisation d'une inspection télévisuelle au niveau des grilles et des embouts inférieurs des assemblages de combustible,...

Aucun écart n'a été relevé par les inspecteurs lors de ce contrôle.

Observation III.7 : Plusieurs essais périodiques devant être réalisés au niveau de la machine de déchargement avant son utilisation, les inspecteurs ont souhaité vérifier lors de l'inspection du 21 juillet 2024 le respect de l'ensemble des critères contrôlés.

Aucun écart n'a été détecté, l'ensemble des critères étant jugés conformes lors de la vérification effectuée le 19 juillet 2024.

Observation III.8 : Lors de l'inspection du 21 juillet 2024, les inspecteurs ont mené en salle de commandes un contrôle par sondage de divers paramètres à respecter dans l'état APR (concentration en bore du circuit primaire comprise dans la plage définie, niveau de la piscine de désactivation, disponibilité des sources électriques ou de certains capteurs...).

Aucun écart n'a été relevé par les inspecteurs lors de ce contrôle.

Epreuve enceinte

Observation III.9 :

La RNE [2] prescrit l'action systématique suivante à réaliser avant l'épreuve enceinte :

« AS13 : ouverture des canaux de pressurisation (quand ils existent et peuvent être ouverts. Ces canaux doivent être ouverts sur l'atmosphère de l'enceinte afin que les différentes soudures des traversées soient soumises à la pression de l'essai ».

Dans le cadre de la réalisation de l'épreuve de l'enceinte de confinement du réacteur n° 4, vous avez établi le programme de l'épreuve référencé D5140/NT/24046. Concernant la mesure AS13 précitée, le programme indique qu'« une demande de dérogation est possible pour la non-réalisation de cette action » et qu'une réponse positive à la demande de dérogation formulée par le site a été délivrée par vos services centraux via le courrier référencé D455024003883.

Lors de l'inspection du 13 novembre 2024, vous avez présenté à l'inspecteur le courrier précité, l'argument principal retenu par vos services centraux pour vous accorder la dérogation étant que cette action systématique ne sera plus prescrite lors de la prochaine montée d'indice de la RNE [2].

Outre le fait que l'argumentaire développé en réponse à votre demande de dérogation est peu voire pas étayé d'un point de vue technique, je considère qu'il est regrettable qu'un futur prescriptif (en l'occurrence la RNE à l'indice 2) puisse d'ores et déjà être appliqué par anticipation, considérant que si un prescriptif à l'indice N+1 demande la réalisation de contrôles ou d'actions supplémentaires par rapport au même prescriptif à l'indice N, celui-ci n'est jamais anticipé par les CNPE au titre du « gel des programmes de maintenance » ou du caractère non encore applicable du prescriptif à venir.

Mise en œuvre des demandes de modification temporaire des règles générales d'exploitation (DMT RGE)

Observation III.10 : A l'occasion de la quatrième visite décennale du réacteur n° 4, plusieurs activités de maintenance ont été effectuées sous couvert de DMT RGE. Il s'agit notamment :

- de la réalisation de la modification matérielle MLDA 1002 relative à l'augmentation de la température de la bache PTR (système de traitement et de réfrigération d'eau des piscines) ;
- du renforcement de l'ancrage DA5290 implanté sur la voie B du système SEC (circuit d'eau brute secourue) ;
- de la visite interne du robinet 4 PTR 021 VB ;
- des travaux lors des coupures électriques des voies A et B.

A l'occasion des inspections des 7 août et 13 novembre 2024, les PQS établis par le site pour décliner les mesures préalables et les mesures compensatoires définies dans les DMT RGE ont été examinés par les inspecteurs.

Ceux-ci ont été jugés de bonne qualité, l'enregistrement de la vérification de ces mesures étant dans l'ensemble satisfaisant (modulo l'observation suivante).

Observation III.11 : La DMT RGE en lien avec la modification MLDA 1002 définit la mesure préalable suivante : « le contrôle de l'encrassement des échangeurs RRI/SEC disponibles (voie B) et en utilisation montre une marge suffisante pour garantir le refroidissement de la piscine BK pendant toute la durée d'utilisation de la MT STE, notamment par le maintien d'une température de la piscine BK < 50°C, un débit SEC > 0,7 Qn et T° froide RRI < 42°C. Le contrôle de l'encrassement est réalisé par la Fiche Avis Remarques Actions de l'ingénierie (FARA) N°08068PR Indice 5, et nous ne sommes pas dans des conditions pour lesquelles la FARA identifie la nécessité d'effectuer un nettoyage ». Cette mesure, formulée différemment, figure également dans la DMT RGE en lien avec le renforcement de l'ancrage SEC.

Lors du contrôle mené le 13 novembre 2024, l'inspecteur a constaté que l'étape des PQS associée à la vérification de cette mesure préalable était signée par le service conduite mais aucun mode de preuve n'a pu être présenté afin de démontrer que le contrôle de l'encrassement avait effectivement été réalisé.



Dans le cas présent, je considère qu'il serait pertinent d'annexer au PQS la FARA complétée, à l'instar de ce qui est fait pour les relevés des températures et des niveaux des piscines du bâtiment combustible.

Observation III.12 : Le cahier de quart du réacteur n° 4 a été consulté lors de l'inspection du 13 novembre 2024 afin de vérifier que les événements STE à poser au titre des DMT RGE précitées ont effectivement été posés au tableau des événements. Il n'a pas été détecté d'écart sur ce point.

Observation III.13 : Le dossier associé à la DMT RGE relative au renforcement de l'ancrage SEC (référence D453324011742 ind2) mentionne que « *le retour à la disponibilité des pompes SEC voie B de la tranche 3 sera acquis après requalification intrinsèque de l'ancrage* ».

Interrogés sur les modalités de la requalification intrinsèque, vos représentants n'ont pas été en mesure de définir précisément ce qui était attendu à ce titre. Si le plan du nouvel ancrage ainsi que le respect des couples de serrage peuvent constituer les modalités de la requalification intrinsèque, il vous appartient de les définir précisément en amont de l'intervention.

A noter que les documents examinés (dossier de suivi de l'intervention et cahier de soudage notamment) faisaient état de l'ancrage DA25290 alors que l'ancrage renforcé porte la référence DA5290 et que cette coquille a été relevé par l'ASN et non par vos représentants alors que ces derniers ont validé le dossier.

Divers

Observation III.14 : Lors de l'inspection du 13 novembre 2024, les gammes relatives aux activités suivantes ont été examinées et vues sans écart :

- contrôle du calage du circuit primaire principal ;
- contrôle des butées de puits de cuve ;
- mesures par tangente delta et contrôles endoscopiques réalisés sur les moteurs 4 RRA 001/002 MO ;
- examen télévisuel des bouchons posés sur le GV de la boucle n° 2 ;
- contrôle de non percement des ailettes des cyclones des GV et des axes de trous de caméra ;
- contrôle par ultrason de la ligne de reprise de fuite 4 RCP 074 TY.



Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, **à l'exception des demandes I.1 à I.5 pour lesquelles le délai de réponse est fixé à un mois**, 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.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par l'inspecteur, 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, 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.

La cheffe de la division d'Orléans

Signée par : Albane FONTAINE