

**Référence courrier :**  
CODEP-OLS-2024-002450

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

Orléans, le 15 janvier 2024

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et 85  
Lettre de suite de l'inspection du 8 janvier 2024 sur les thèmes « maintenance » et « gestion de  
l'arrêt technique fortuit du réacteur n° 2 ».

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-OLS-2024-0785 du 8 janvier 2024

**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 installations  
nucléaires de base  
[3] Référentiel managérial de requalification référencé D45501606622  
[4] Référentiel managérial « noyau de cohérence des métiers de la filière sûreté » référencé  
D455019006140 ind1  
[5] Décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux  
arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression  
[6] Dossier de présentation d'arrêt fortuit réacteur 2 référencé D5140CR23142 indB  
[7] Courrier référencé D4533323070297 du 30 décembre 2023  
[8] Courrier référencé D453323049389 du 21 novembre 2023  
[9] 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

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 inopinée a eu lieu le 8 janvier 2024 dans le  
CNPE de Dampierre-en-Burly sur les thèmes « maintenance » et « gestion de l'arrêt technique fortuit  
du réacteur n°2 » survenu fin décembre 2023. Suite aux échanges lors de cette inspection, des éléments  
complémentaires ont été transmis par vos représentants par courriel du 12 janvier 2024.

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



## **Synthèse de l'inspection**

L'inspection en objet concernait les thèmes « maintenance » et « gestion de l'arrêt technique fortuit du réacteur n° 2 » survenu en décembre 2023. Elle avait pour objectifs :

- de vérifier l'état d'avancement (réalisation ou planification) des activités de maintenance préventive en retard identifiées lors d'un contrôle mené par la filière indépendante de sûreté (FIS) en octobre 2023 ;
- de contrôler la pertinence des analyses sûreté visant à justifier la disponibilité des matériels concernés malgré la non-réalisation de la maintenance préventive ;
- d'examiner la caractérisation effectuée par le site de cette situation au titre de l'article 2.6.4 de l'arrêté [2] ;
- de contrôler par sondage la conformité des activités de maintenance et de contrôle effectuées dans le cadre de la gestion de l'arrêt technique fortuit (ATF) du réacteur n° 2.

L'application des mesures préalables et compensatoires définies dans le dossier de demande de modification temporaire (DMT) des règles générales d'exploitation (RGE) du réacteur n° 4 visant à prolonger le délai de réparation associé à la protection incendie du diesel d'ultime secours (DUS) a également été contrôlée, ainsi que la réalisation d'une dizaine d'actions préventives, correctives et curatives issues de divers comptes rendus d'évènements significatifs déclarés au titre de la sûreté (CRESS). Enfin, les inspecteurs ont échangé avec vos représentants sur votre réponse [8] à la lettre de suites référencée CODEP-OLS-2023-053309 du 28 septembre 2023 concernant la maintenance de la pompe 1 SEC 001 PO.

De cette inspection et des échanges avec vos représentants dont les inspecteurs tiennent à souligner la qualité et la transparence, il ressort que la non-réalisation de 38 activités de maintenance préventive, couplée à l'absence d'analyse sûreté visant à justifier la disponibilité des matériels concernés, constitue pour l'ASN une situation redevable d'un évènement significatif que je vous demande donc de déclarer, pour les raisons reprises dans le présent courrier. Les inspecteurs ont toutefois noté que suite à la détection de cet écart, des modifications de l'organisation des services concernés sont d'ores et déjà en cours et que des activités en retard ont été réalisées ou sont en cours de planification.

Concernant la gestion de l'ATF du réacteur n° 2, si les gammes de visites internes des robinets détectés inétanches n'ont pas appelé d'observation de la part des inspecteurs, les modalités des requalifications intrinsèque et fonctionnelle de ceux-ci soulèvent des questions reprises dans le présent courrier. Des actions correctives doivent par ailleurs être prises par le site afin de respecter les exigences du référentiel [3] sur les analyses de suffisance de requalification.

Les inspecteurs soulignent par ailleurs la bonne application des dispositions définies dans le dossier de DMT RGE précité, ainsi que la réalisation dans les délais annoncés des actions définies dans les CRESS. Des précisions sur ce dernier point sont toutefois attendues.



Enfin, les inspecteurs sont dans l'attente d'éléments concernant la conformité de la maintenance réalisée en octobre 2021 sur la pompe 1 SEC 001 PO.

80

## **Eléments de compréhension**

### *Activités de maintenance préventive en retard*

L'article 2.6.4 de l'arrêté [2] dispose que « *l'exploitant déclare chaque événement significatif à l'Autorité de sûreté nucléaire dans les meilleurs délais* », un événement significatif étant défini selon l'article 1.3 de l'arrêté [2] comme un « *écart présentant une importance particulière, selon des critères précisés par l'Autorité de sûreté nucléaire* ». Ces critères ont été précisés dans 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.

Tout au long de l'année, des événements sûreté sont détectés par le CNPE et font l'objet d'une caractérisation, d'une analyse et d'une définition d'actions. Un certain nombre d'entre eux, plus notable, nécessite un positionnement « sûreté » de la part de l'exploitant (service conduite et/ou métier propriétaire du matériel) et un positionnement de la filière indépendante de sûreté (FIS) pour pouvoir estimer si les événements concernés relèvent d'un caractère significatif ou non et doivent en conséquence ou non faire l'objet d'une déclaration à l'ASN en application de l'article 2.6.4 cité supra.

Sur la base des éléments d'appréciation établis par la conduite, le (ou les) métier(s) concerné (s) et la FIS, un membre de la direction du CNPE procède à un arbitrage de l'évènement pour statuer sur son caractère significatif ou non.

En octobre 2023 et en application du référentiel [4], la FIS a procédé à une vérification indépendante sur le thème « application des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) » par les services suivants : SAE (service automatismes et essais), MSR (machines statiques et robinetterie) et MTE (machines tournantes et électricité).

Lors de cette vérification et sur la base d'une extraction de l'application informatique utilisée pour la planification de la maintenance, la FIS a identifié que 200 activités de maintenance préventive étaient en retard de réalisation et que les métiers n'avaient pas justifié de la disponibilité des matériels concernés par une analyse sûreté comme prévu par les Spécifications Techniques d'Exploitation (STE). Après échange avec les métiers, le volume d'activités réellement en retard au regard des exigences du prescriptif de maintenance est finalement de 38.



Suite à cette vérification de la FIS, une caractérisation de cet écart a été réalisée fin octobre 2023 par les métiers et par la FIS et l'arbitrage rendu par la direction a abouti à considérer cette situation comme ne présentant pas un caractère significatif au sens de l'article 1.3 de l'arrêté [2]. Un ré-arbitrage de cette situation a été réalisé lors d'un comité technique sûreté (CTS) le 15 décembre 2023 et a confirmé la position initialement retenue.

L'inspection du 8 janvier 2024 avait pour objectifs d'échanger avec les métiers concernés par les activités de maintenance préventive en retard, de vérifier que ces activités étaient soit réalisées à date soit programmées et que les analyses de sûreté justifiant la disponibilité des matériels avaient été réalisées à date, dès lors que les activités en retard n'avaient pas été effectuées. Ces éléments visaient également à ce que l'ASN se positionne *in fine* sur le caractère significatif ou non de cette situation.

#### Gestion de l'arrêt technique fortuit (ATF)

Le 24 décembre 2023, lors d'une ronde effectuée par un agent de terrain du service conduite, celui-ci a constaté la présence d'une fuite de bore au niveau de l'indicateur de circulation 2 RPE 013 IC. Ce constat a amené le service conduite à considérer la présence d'une fuite amont/aval au niveau du robinet 2 RIS 610 VP qui est situé sur la ligne de vidange du réservoir 2 RIS 004 BA.

En application des STE, le réacteur n° 2 a été replié de l'état « réacteur en production » à l'état « AN/RRA < 90°C » (arrêt normal aux conditions de connexion du circuit de refroidissement à l'arrêt, la température du primaire étant inférieure à 90°C).

Les premières investigations menées ont conduit à une durée prévisionnelle d'arrêt de 12 jours pour réaliser les actions correctives nécessaires et pouvoir redémarrer le réacteur en toute sûreté. Conformément au titre 3 de l'annexe à la décision [5], le dossier [6] a été transmis à l'ASN afin de décrire les activités prévues lors de cet arrêt sur les éléments importants pour la protection des intérêts (EIP) et le courrier [7] a été transmis pour solliciter la non-objection à la remise en service des circuits primaire et secondaires principaux du réacteur n° 2 suite aux activités de maintenance et de contrôle réalisées lors de cet ATF.

L'inspection du 8 janvier 2024 avait pour objectif de contrôler la gestion de cet ATF par le site.



## I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

### Déclaration d'un évènement significatif

L'article 2.6.4 de l'arrêté [2] dispose que « l'exploitant déclare chaque évènement significatif à l'Autorité de sûreté nucléaire dans les meilleurs délais ».

Les STE à l'état VD4 donnent la définition suivante pour la disponibilité d'une fonction de sûreté :

*« Une Fonction de Sûreté est disponible si tous les équipements nécessaires à son accomplissement sont aptes à assurer les fonctions qui leur sont assignées en termes de performance et d'exigences de qualification, résultant des situations couvertes par les STE (accidents du domaine de dimensionnement, du domaine complémentaire, accidents graves, et situations extrêmes Noyau Dur) dans lesquelles ils sont nécessaires.*

*En particulier, les Fonctions Supports ou les équipements auxiliaires nécessaires à son fonctionnement et à son contrôle-commande, sont elles-mêmes disponibles.*

La disponibilité des équipements ou fonctions de sûreté est surveillée et analysée au travers de la mise en œuvre :

- *des programmes d'Essais Périodiques des chapitres IX et X des RGE de ces matériels, équipements ou systèmes, conformément aux principes d'application définis en section I des chapitres IX et X des RGE,*
- *des programmes de maintenance préventive des matériels, équipements et systèmes.*

*En cas de non-respect d'une périodicité d'un programme de maintenance, les modalités qui s'appliquent sont définies au paragraphe « X. Cas de non-respect d'une périodicité de maintenance préventive ».*

Le paragraphe X précité prévoit quant à lui que « la maintenance préventive est exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits. En cas de réalisation incomplète ou de non-respect de la périodicité d'une activité prescrite dans un programme de maintenance, sans validation préalable de l'entité responsable de ce programme, le CNPE doit réaliser dans les meilleurs délais une analyse permettant de statuer sur la disponibilité de l'équipement. La réalisation de l'activité de maintenance doit être engagée dès que possible ».

A l'issue des échanges réalisés lors de l'inspection du 8 janvier 2024 avec les métiers de la filière exploitation (MTE, MSR et service conduite), la FIS et la direction du site, l'ASN considère que la situation de non-réalisation de 38 activités de maintenance préventive sans l'élaboration d'analyses de sûreté justifiant la disponibilité des matériels est redevable de la déclaration d'un évènement significatif pour les raisons suivantes :

- même si la volumétrie des activités de maintenance préventive à réaliser par les services MSR et MTE est conséquente (environ un millier par année pour chaque service), la non-réalisation des 38 activités ne saurait être jugée non significative ;
- certaines activités de maintenance préventive sont en retard de réalisation depuis plus de deux ans. Bien que les métiers avaient connaissance de ces retards, les activités n'ont pas pour autant été réalisées dans les plus brefs délais, ce qui ne respecte pas la prescription du paragraphe X précité ;

- le contrôle de la FIS en octobre 2023 a permis de mettre en évidence que les activités de maintenance préventive en retard n'avaient fait l'objet d'aucune analyse sûreté visant à justifier la disponibilité des matériels concernés et ce alors que, comme souligné par le service conduite lors du CTS du 15 décembre 2023, « la disponibilité du matériel au sens des STE et référentiels afférents (agression, séisme) est directement engagée pour certaines activités EIP en cas d'écart » ; or, comme mentionné dans le référentiel [4], « la vérification indépendante est complémentaire au contrôle réalisé dans les activités métiers par la ligne opérationnelle, et ne peut en aucun cas s'y substituer » ;
- plusieurs évènements significatifs sûreté ont été déclarés sur le parc par la société EDF ces dernières années pour non-respect de programmes de base de maintenance préventive, les conséquences réelles et potentielles n'étant pas différentes de celles à retenir dans le cas présent. Plus spécifiquement sur le site de Dampierre-en-Burly, 6 ESS ont ainsi été déclarés depuis 2019 en lien avec la non-réalisation d'une activité de maintenance alors que dans le cas présent, 38 activités sont concernées.

**Demande I.1 : déclarer, sous une semaine et en application de l'article 2.6.4 de l'arrêté [2], un évènement significatif sûreté lié à la non-réalisation d'activités de maintenance préventive et à la non-élaboration d'analyses sûreté visant à justifier la disponibilité des matériels concernés.**

∞

## II. AUTRES DEMANDES

### Analyse sûreté de la justification de la disponibilité d'un matériel

En complément des éléments mentionnés supra, lors du contrôle mené le 8 janvier 2024, les représentants du service MTE ont indiqué que sur les 16 activités identifiées par la FIS en octobre 2023 comme étant en retard de maintenance préventive et devant être réalisées par ce service, une seule reste à réaliser à date. Ils n'ont toutefois pas été en mesure de présenter les modes de preuve en lien avec la réalisation des activités suivantes :

- nettoyage et contrôle visuel de 1 DUV 361 RS ;
- contrôle de fonctionnement de 1 DUV 361 RS ;
- essais des détecteurs incendie 1 JDT 001 AR.

**Demande II.1 : transmettre les modes de preuve en lien avec la réalisation des activités précitées.**

A noter que le métier a indiqué ne pas avoir réalisé d'analyse sûreté justifiant la disponibilité des matériels concernés entre octobre 2023 et la date effective de réalisation des activités de maintenance.



Concernant le service MSR, sur les 22 activités de maintenance préventive en retard de réalisation identifiées lors du contrôle de la FIS, 13 restaient à réaliser à la date de l'inspection (certaines ne pouvant être réalisées que lorsque le réacteur est à l'arrêt).

Depuis la découverte de l'écart par la FIS, le service MSR a réalisé les analyses de sûreté visant à justifier la disponibilité des matériels concernés malgré la non-réalisation des activités de maintenance préventive.

Pour justifier la disponibilité de certains matériels, le métier s'appuie notamment sur les enseignements tirés du retour d'expérience et sur l'absence de demande de travaux (DT) ou de plan d'action constat (PA CSTA) affectant ces matériels. Si ces arguments peuvent être jugés recevables dans certains cas, les inspecteurs considèrent qu'ils sont insuffisants dans d'autres.

En effet, à titre d'exemple, l'analyse sûreté, visant à démontrer la disponibilité de la soupape 8 RRI 546 VN alors que l'activité de « contrôle tarage / manœuvrabilité / étanchéité », de périodicité 6 cycles, n'a pas été réalisée depuis septembre 2016, s'appuie sur l'absence d'écoulement à l'échappement de la soupape et l'absence de DT et PA pour cet équipement. Ces arguments, qui peuvent être jugés pertinents en ce qui concerne l'étanchéité de la soupape, ne sauraient justifier du fait que le tarage de la soupape n'a pas dérivé à la hausse et que la manœuvrabilité reste acquise.

De la même façon, la justification de la disponibilité des réservoirs 3 LHP/LHQ 003 BA malgré la non-réalisation du contrôle détaillé des ancrages de type scellé s'appuie sur le fait que « *très peu de dégradations sont apparues en service sur les ancrages, les contrôles ne mettent en évidence que des constats de non-conformité au plan* ». Or, de nombreux travaux de renforcement d'ancrages pour assurer la tenue au séisme de certains matériels ont été réalisés depuis 2021 sur les 4 réacteurs du site dans le cadre de la résorption de l'écart de conformité n° 576. Les inspecteurs considèrent donc la justification avancée comme insuffisante.

**Demande II.2 : prendre les dispositions nécessaires pour élaborer des analyses pertinentes et étayées d'un point de vue sûreté afin de justifier la disponibilité d'un matériel en cas de non-réalisation d'une activité de maintenance préventive.**

**Demande II.3 : transmettre un planning raisonnable de réalisation des activités de maintenance préventive en retard sachant qu'en application des STE, la réalisation des activités de maintenance doit être engagée dès que possible.**

Par ailleurs, interrogés quant au contenu des notes d'organisation de leur service sur la production des analyses sûreté, le service MSR a indiqué que sa note d'organisation est en cours de montée d'indice pour intégrer la nécessité de systématiquement réaliser une analyse sûreté visant à justifier la disponibilité d'un matériel en cas de non-réalisation d'une activité de maintenance préventive. Le service MTE a quant à lui indiqué que sa note d'organisation était également à mettre à jour.



**Demande II.4 : mettre à jour les notes d'organisation des services MSR et MTE afin que celles-ci intègrent les dispositions des STE relatives à l'élaboration, dans les meilleurs délais, d'une analyse permettant de statuer sur la disponibilité de l'équipement en cas de non-réalisation ou de réalisation incomplète d'une activité de maintenance préventive.**

#### Requalifications intrinsèque et fonctionnelle d'un matériel EIP

L'article 2.5.2 de l'arrêté [2] dispose que « *l'exploitant identifie les activités importantes pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour* ».

Le référentiel managérial « EIP/AIP et leurs exigences définies » (référéncé D455019007553) précise que la réalisation d'une intervention de maintenance (préventive ou curative) sur un matériel EIP constitue une AIP qui a pour exigence définie « *s'assurer de recouvrer les exigences définies intrinsèques à l'EIP suite à l'intervention de maintenance* ».

Le référentiel managérial [3] définit quant à lui « *les modalités organisationnelles et les méthodes pour maîtriser les requalifications des matériels EIP, dont les performances ont pu être altérées suite à maintenance ou sortie du domaine courant d'exploitation* ». Il impose notamment :

- la réalisation d'une requalification à l'issue d'une activité de maintenance qui comporte :
  - une requalification intrinsèque (RQI), qui s'applique à un matériel et qui est réalisée par le métier de maintenance en charge de l'activité ;
  - une requalification fonctionnelle (RQF), qui s'applique à un sous-ensemble fonctionnel et qui est réalisée par l'entité chargée d'exploitation, dans la configuration courante d'exploitation ou représentative de celle-ci.
- la réalisation d'une analyse de suffisance (ADS) qui « *doit préciser les performances pouvant être altérées par l'activité et définir les critères nécessaires et suffisants pour s'assurer qu'elles soient maintenues. L'ADS finalisée doit préciser clairement les activités, les RQI, les RQF et les parades retenues inhérentes aux risques de la mise en œuvre des RQI/RQF* ».

Dans le cadre de l'ATF du réacteur n° 2 et suite aux visites internes réalisées sur les organes de robinetterie 2 RIS 510 et 610 VP, une requalification intrinsèque et une requalification fonctionnelle ont été réalisées respectivement par le service MSR et par le service conduite.

La requalification intrinsèque a consisté à vérifier, via un contrôle d'absence de fuite, l'étanchéité interne et externe des robinets précités lors de la mise en pression à 50 bar du réservoir 2 RIS 004 BA auquel sont raccordés ces robinets. Cette requalification a été prononcée conforme par MSR le 31 décembre 2023 en l'absence de fuite.

Vos représentants n'ont toutefois pas été en mesure de justifier la pression de 50 bar retenue pour la réalisation de ce test, au regard de la pression maximale admissible de ces robinets et de la pression à laquelle ces robinets sont soumis en cas d'utilisation du réservoir 2 RIS 004 BA.





**Demande II.5 : justifier de la suffisance de la pression de 50 bar retenue dans le cadre de la requalification intrinsèque des robinets 2 RIS 510 et 610 VP.**

Par courriel en date du 2 janvier 2024, vous avez indiqué à l'ASN que « *la requalification fonctionnelle a été réalisée et validée conforme après analyse le 2 janvier 2024* ». Celle-ci consistait à vérifier, également via un contrôle d'absence de fuite, l'étanchéité interne et externe des robinets précités lors de la mise en pression à 180 bar du réservoir 2 RIS 004 BA, cette pression étant celle à laquelle seraient soumis les robinets en cas de déclenchement de l'injection de sécurité haute pression (ISHP).

Les inspecteurs ont consulté le 8 janvier 2024 le mode de preuve attestant de la réalisation par le service conduite de la requalification fonctionnelle des robinets 2 RIS 510 et 610 VP. Après analyse, il s'avère que le document fourni portait la mention « *requalification non validée* » en raison de deux fuites mineures au niveau de la tuyauterie à l'aval du robinet 2 RIS 510 VP et du fond plein installé en aval du robinet 2 RIS 611 VP.

Vos représentants ont indiqué que la requalification fonctionnelle avait été déclarée conforme sur la base de la fiche de position du service MSR référencée D5140 - FMSR - 2024 - N° - 1 – ROB indice 3 qui conclut à la conformité de la requalification au regard de l'absence d'impact, d'un point de vue sûreté, des deux fuites observées et de l'absence d'évolution de ces fuites d'ici l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 2 prévu à partir de février 2024, lors duquel de nouvelles opérations de maintenance seront réalisées sur ces robinets.

La demande managériale n° 2 du référentiel [3] dispose que « *la réalisation des requalifications intrinsèques/fonctionnelles et l'atteinte de leurs résultats sont contrôlés, en vue de la décision de remise en exploitation du matériel* » et fixe les prescriptions suivantes :

- « *l'entité en charge de l'exploitation s'assure de l'atteinte des résultats de RQF* » ;
- « *un contrôle des résultats de RQI, conformes à l'ADS, est réalisé par le métier de maintenance en charge de l'activité. Un contrôle des résultats de RQF, conformes à l'ADS est réalisé par l'entité en charge de l'exploitation. Ces contrôles tracés sont un préalable à la déclaration par le CE de quart du retour en exploitation du matériel* ».

Outre le fait qu'aucun mode de preuve portant la validation formelle des résultats de la requalification fonctionnelle n'a été présenté au jour de l'inspection par vos représentants (ce qui constitue un écart à la demande précitée), les inspecteurs considèrent que la requalification fonctionnelle n'aurait pas dû être prononcée sur la base de l'analyse de suffisance n° 202 852, qui fixait comme critère de validation l'absence de fuite mais qu'elle aurait pu l'être sur la base d'une analyse de suffisance mise à jour afin de tenir compte de la fiche de position établie par le service MSR.

**Demande II.6 : prendre en compte le retour d'expérience de la gestion de cet aléa afin de disposer d'un enregistrement validant la requalification fonctionnelle au regard des critères définis dans l'analyse de suffisance.**



Les inspecteurs ont par ailleurs constaté que l'analyse de suffisance n° 202 852 utilisée pour les requalifications intrinsèque et fonctionnelle n'a pas été validée par le service conduite, ce qui est un écart au référentiel [3] (éléments clés de la demande managériale n° 1 : « l'entité en charge de l'exploitation valide l'ADS, en s'assurant de sa pertinence »).

**Demande II.7 : prendre les dispositions nécessaires au respect de la demande managériale n° 1 du référentiel [3] afin que l'analyse de suffisance d'une requalification soit validée par le service conduite avant sa mise en œuvre.**

#### Exigences définies associées aux robinets RIS 510 et 610 VP

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] dispose que « l'exploitant identifie les éléments importants pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour » et 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 ».

La note D5140/MQ/NA/3PSQ.03 identifie que les robinets RIS 510 et 610 VP sont des EIP ayant pour unique exigence définie l'intégrité au séisme de dimensionnement.

Le plan d'action n° 431 862 mentionne au paragraphe « exigences définies concernées » l'assertion suivante : « Les fuites au niveau de 2RIS610VP et 2RIS510VP sont susceptibles de remettre en cause les débits requis lors de l'injection de 2RIS004BA sur sollicitation de l'ISHP ».

Les inspecteurs constatent donc que cette exigence définie n'est pas reprise dans la note précitée.

Par ailleurs, vos représentants ont indiqué que les robinets RIS 510 et 610 VP ne disposent d'aucun programme de maintenance préventive, le robinet 2 RIS 610 VP n'ayant fait l'objet d'aucune opération de maintenance depuis son installation en 2000.

**Demande II.8 : préciser l'ensemble des exigences définies associées aux robinets RIS 510/610 VP et justifier du respect des dispositions de l'article 2.5.1 de l'arrêté [2] en l'absence de maintenance préventive sur ces organes.**

#### Maintenance de la pompe 1 SEC 001 PO

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] dispose que :

« I. L'exploitant identifie les éléments importants pour la protection (EIP), les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.



III. 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. »

Les matériels et équipements de la source froide, dont les pompes du système d'eau brute secourue (SEC) sont des EIP et disposent à ce titre de programme de maintenance préventive en application de l'article précité.

Lors de l'inspection du 19 juillet 2023 (cf. lettre de suites référencée CODEP-OLS-2023-053309 du 28 septembre 2023), vos représentants n'avaient pas été en mesure de présenter le mode de preuve de réalisation de la visite de type 3 de la pompe 1 SEC 001 PO effectuée en 2021.

En réponse à la demande formulée en lettre de suites, vous avez indiqué par courrier [8] que « la poursuite de nos investigations après l'inspection (que ce soit dans l'EAM, aux côtés de l'assistante chargée d'affaires, à travers des demandes au service DOC, auprès du chargé d'affaires MTE, au sein du réseau de stockage interne service ou encore directement à l'atelier par rapport à la surveillance des activités ou en passant par le Responsable Métier en charge de l'Arrêt concerné...) nous ont permis de retrouver une partie non significative du dossier, pas son intégralité. Toutefois, dans l'OT 04275178, nous retrouvons la traçabilité de la requalification fonctionnelle (réalisée sous la TOT 13) ainsi que la visite mécanique de la pompe (réalisée sous la TOT 03). L'ensemble des paramètres sont vus conformes à l'attendu. Depuis 2021, date de la visite complète, un certain nombre d'EP et de contrôles vibratoires du matériel en fonctionnement ont été faits et jugés satisfaisants ».

Lors de la présente inspection, les inspecteurs ont examiné les éléments dont vous disposez pour justifier de la conformité aux exigences prescriptives de la visite de type 3 réalisée en 2021 compte tenu du fait que vous ne disposez pas de la totalité du dossier.

Si les éléments présentés en lien avec les requalifications intrinsèque et fonctionnelle de la pompe 1 SEC 001 PO n'appellent pas d'observation particulière, les inspecteurs ont constaté que le compte-rendu d'activité présent dans l'application informatique EAM ne permet pas de s'assurer que les exigences du programme de maintenance référencé PB 900-SEC-01 ont effectivement été vérifiées lors de la visite de type 3 de la pompe réalisée en 2021.

Ce programme de maintenance demande ainsi notamment la réalisation d'un « *contrôle visuel de toutes les singularités de l'arbre de la pompe (congs de raccordement et rainures des clavettes) pour détecter toute trace d'indication (ressuage si nécessaire)* » et d'un « *contrôle visuel de l'état de la boulonnerie de fixation* » et il a été constaté que ces points n'apparaissent pas explicitement dans le compte-rendu d'activité.

Par ailleurs, l'examen par les inspecteurs et vos représentants de la gamme vierge utilisée pour la visite de type 3 d'une pompe SEC ne semble pas reprendre non plus ces exigences, si bien que les inspecteurs s'interrogent sur la conformité des opérations réalisées au regard des exigences définies dans le programme de maintenance PB 900-SEC-01.



**Demande II.9 : justifier de la conformité de la visite de type 3 réalisée en 2021 sur la pompe 1 SEC 001 PO par rapport aux exigences définies dans le programme de maintenance référencé PB 900-SEC-01 et transmettre les modes de preuve afférents.**

**Dans l'hypothèse où les activités de maintenance réalisées à ce jour pour cette pompe mais également pour les autres pompes SEC du site ne reprendraient pas les exigences du prescritif de maintenance, transmettre un calendrier de réalisation des opérations de maintenance de l'ensemble des pompes SEC du site et justifier de la disponibilité des pompes SEC.**

### Suivi des engagements

L'article 2.6.5 de l'arrêté [2] dispose que « *l'exploitant réalise une analyse approfondie de chaque événement significatif. A cet effet, il établit et transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire, dans les deux mois suivant la déclaration de l'événement, un rapport comportant notamment les éléments suivants [...]*

- *les enseignements tirés ainsi que les actions préventives, correctives et curatives décidées et le programme de leur mise en œuvre »*

Lors de l'inspection du 8 janvier 2024, les inspecteurs ont procédé à un contrôle par sondage, via l'application informatique Caméléon, de la mise en œuvre effective d'une dizaine d'actions préventives, correctives et curatives définies dans divers comptes rendus d'événements significatifs déclarés au titre de la sûreté (CRESS).

De ce contrôle, il ressort les éléments suivants :

- concernant l'action n° 502 702 issue du CRESS référencé D5140/TM/RES/3.08.23, les inspecteurs ont constaté qu'une liste des robinets équipés d'un système EQUIBAR a été établie et que les valeurs des couples de serrage appliquées sur ces robinets lors des dernières maintenances étaient de 1,5 daNm, ce qui est conforme à l'action prise dans le CRESS. Cependant, depuis janvier 2020, le couple de serrage à appliquer est de 2 daNm et l'application Caméléon ne mentionne pas pour quel robinet une opération de maintenance a été réalisée postérieurement à janvier 2020 et si un mauvais couple de serrage a été appliqué ou non.

**Demande II.10 : préciser pour les robinets équipés d'un système EQUIBAR des 4 réacteurs du site si des activités de maintenance ont été réalisées postérieurement à janvier 2020 et si le couple de serrage de 2 daNm a été appliqué à ces occasions. En cas de mauvais couple de serrage appliqué, fournir un calendrier raisonnable de remise en conformité.**

- l'action n° 448 340 issue du CRESS référencé D5140/TM/RES/4.01.23 était relative à la transmission au service d'EDF en charge de la qualification des matériels d'une fiche de caractérisation de constat (FCC) afin de demander l'intégration de brides dans les référentiels de qualification des matériels. Si les inspecteurs ont constaté l'envoi de cette fiche à vos services



centraux en mars 2023, vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser les suites données par ces derniers.

**Demande II.11 : préciser les suites données par vos services centraux à la FCC transmise en mars 2023.**

80

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

#### Gestion de la sectorisation incendie

**Constat d'écart III.1 :** Les articles 4.1.1 et 4.1.2 de l'annexe à la 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 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 donc 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 ou les siphons de sol.

Les dispositions réglementaires précitées ont été intégrées au référentiel managérial « Incendie Prévention » (référéncé D455020001973 en date du 8 avril 2021) qui porte notamment les exigences suivantes applicables aux CNPE en ce qui concerne la sectorisation incendie :

- 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 soit en fragilité de sectorisation, associées à une classe qui définit le délai de réparation de l'anomalie de sectorisation).

A plusieurs reprises en 2023, les inspecteurs ont constaté que la porte coupe-feu référencée 9 JSL 234 QG, qui donne accès au vestiaire froid du bâtiment des auxiliaires nucléaires n° 9, était bloquée en position ouverte. Ce constat a à nouveau été réalisé lors de l'inspection du 8 janvier 2024 et j'ai bien noté la création de la demande de travaux n° 01514539 pour remédier à cet écart.

**Compte tenu du caractère récurrent de cet écart de sectorisation, je vous demande de prendre des actions correctives pérennes pour maintenir cette porte en position fermée.**



### Activités de maintenance préventive en retard

**Observation III.1 :** Pour justifier du caractère non significatif de la non-réalisation de 38 activités de maintenance préventive, les métiers se sont notamment appuyés sur un courrier des services centraux de la société EDF en date de mai 2007 (référence D4550.34-07/2283) dont l'objectif est de clarifier la définition de la disponibilité d'un matériel au sens des STE.

Après examen des dispositions de ce courrier, les inspecteurs considèrent que celui-ci modifie la définition de la disponibilité d'un matériel figurant dans le chapitre « généralités » des STE.

Ces dernières étant établies en application des dispositions de l'article R.593-30 du code de l'environnement, elles disposent d'un caractère prescriptif et ne peuvent donc être modifiées par un simple courrier. Dans ces conditions, l'ASN considère que son application sur le parc nucléaire devrait être réinterrogée par vos services centraux, partagé avec l'ASN et éventuellement conduire à une modification documentaire robuste si la position était entérinée.

**Observation III.2 :** Lors de sa vérification indépendante réalisée en octobre 2023, la FIS a identifié, sur la base d'une extraction de l'application informatique utilisée pour la planification de la maintenance, que 200 activités de maintenance préventive étaient en retard de réalisation. Après échanges avec les métiers, le volume d'activités réellement en retard au regard des exigences du prescriptif de maintenance est finalement de 38.

Cette diminution a été expliquée par vos représentants par la suppression d'activités en doublon, par le fait que certaines activités de maintenance sont liées à la réalisation de modifications matérielles qui n'ont pas encore été déployées sur le site et également par le fait que des activités de maintenance identifiées comme en retard concernaient des matériels non EIP qui étaient identifiés EIP dans l'application informatique EAM.

Les inspecteurs s'interrogent donc sur la fiabilité de la base de données EAM dès lors que des matériels non EIP sont identifiés EIP et attirent votre attention sur le fait que la situation inverse (c'est-à-dire des matériels EIP non identifiés comme tel dans l'EAM) serait problématique. Les inspecteurs vous invitent donc à procéder à une vérification de l'exactitude des informations mentionnées dans l'EAM sur le statut EIP ou non des différents matériels.

### Demande de modification temporaire des règles générales d'exploitation

**Observation III.3 :** Par courrier référencé D453323069397 en date du 26 décembre 2023 et en application de l'article R. 593-59 du Code de l'Environnement, vous avez transmis à l'ASN un dossier de demande de modification temporaire (DMT) des règles générales d'exploitation (RGE) du réacteur n° 4 visant à prolonger le délai de réparation associé à la protection incendie du diesel d'ultime secours (DUS) qui est défini par les RGE. Vous m'avez informé que cette DMT RGE serait mise en œuvre à compter du 29 décembre 2023, jusqu'au 2 février 2024.



Lors de la présente inspection, les inspecteurs ont contrôlé la déclinaison opérationnelle des mesures préalables et compensatoires mentionnées dans la DMT RGE référencée D5140PQST42023, notamment la mise en place des moyens compensatoires incendie au niveau du DUS associé au réacteur n° 4. Les inspecteurs n'ont pas relevé d'écart sur ce point, l'ensemble des moyens incendie prévu dans le dossier étant effectivement présent sur le terrain.

Une des mesures compensatoires consistait également en la rédaction d'une instruction temporaire de conduite (ITC) pendant toute la durée de mise en œuvre de la DMT RGE afin de demander la réalisation journalière de plusieurs contrôles. Les inspecteurs ont constaté que l'ITC référencée n° 2023-0100 demande la vérification journalière, par le service conduite, de la présence des moyens compensatoires incendie, de la conformité de la sectorisation des locaux concernés et de l'absence de stockage inapproprié de charges calorifiques. Les inspecteurs n'ont pas relevé d'écart sur ce sujet, la vérification journalière réalisée par les agents du service conduite étant formalisée dans les rondes enregistrées dans l'application informatique « Winservir » (les modes de preuve des rondes réalisées les 6 et 7 janvier 2024 ont ainsi été présentés lors de l'inspection et mentionnaient explicitement la conformité des contrôles cités supra).

Des constats précités, il ressort au jour de l'inspection une gestion satisfaisante de la DMT RGE visant à prolonger le délai de réparation associé à la protection incendie du DUS du réacteur n° 4.

#### Activités de maintenance et de contrôle réalisées dans le cadre de l'arrêt technique fortuit du réacteur n° 2

**Observation III.4 :** Par courrier [7], vous avez informé l'ASN des actions menées par le site dans le cadre de la gestion de l'arrêt technique fortuit du réacteur n° 2 survenu fin décembre 2023 et avez sollicité, en application de l'article 16 de l'arrêté [9], la non-objection pour la remise en service des circuits primaire et secondaires principaux de ce réacteur.

Un contrôle visuel des plaques d'arrêt butées radiales au niveau des tuyauteries VVP et une visite interne des robinets 2 RIS 510 et 610 VP ayant été réalisés lors de cet arrêt, les inspecteurs ont examiné les modes de preuve en lien avec ces activités et n'ont pas détecté d'écart.

**Observation III.5 :** Dans le cadre de la gestion de l'ATF du réacteur n° 2, vous avez déposé la tuyauterie équipée de l'indicateur de circulation référencé 2 RPE 013 IC compte tenu que celui-ci était pris en bore.

Lors de l'inspection du 8 janvier 2024, les inspecteurs ont constaté que le tronçon de tuyauterie était déposé à même le sol du local 9NB322, sans protection particulière.

Je vous rappelle que le bore est un produit CMR (cancérogène-mutagène-reprotoxique) et qu'à ce titre, toute trace, coulure, ou amas de bore doit être éliminé dans les plus brefs délais afin d'éviter l'exposition des travailleurs (cf. lettre d'observation référencée CODEP-OLS-2021-053979 du 17 novembre 2021 de l'inspection du travail).



### Suivi d'engagements

**Observation III.6** : Suite à l'évènement significatif déclaré en juillet 2022 sur l'indisponibilité du DUS du réacteur n° 1, vous aviez pris dans le CRESS référencé D5140/TM/RES/1.17.22 l'action corrective n° 376 064 relative à l'émission d'une demande d'évolution documentaire (DED) de gammes d'essais périodiques du système LHU afin de prendre en compte la mise en place d'une nouvelle condamnation administrative dans l'état de tranche VD4.

Les inspecteurs ont constaté la non-prise en compte de cette DED par vos services centraux au motif que les gammes d'essais actuelles sont suffisamment claires et ce alors que d'autres CNPE du parc estimaient cette demande pertinente.

Considérant que l'incomplétude de la gamme d'essais est une des causes identifiées dans le CRESS à l'origine de l'évènement significatif, les inspecteurs s'interrogent sur la pertinence de l'argumentaire retenu par vos services centraux pour ne pas modifier les gammes d'essais.

☺

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, à l'exception de la demande I.1 pour laquelle un délai d'une semaine a été fixé, 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 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, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

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

**Signé par : Christian RON**