

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2026-020745

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

Orléans, le 1^{er} avril 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et 85
Lettre de suite de l'inspection du 23 mars 2026 sur le thème « systèmes de sauvegarde »
N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2026-0775 du 23 mars 2026

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

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 23 mars 2026 dans le CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « systèmes de sauvegarde ».

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 le thème « systèmes de sauvegarde ». Elle portait en particulier sur la gestion des matériels composant les systèmes d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) et d'injection de sécurité (RIS). Ces derniers constituent des éléments essentiels de la démonstration de sûreté des installations nucléaires puisqu'ils permettent respectivement :

- d'assurer, en cas de perte des systèmes contribuant à leur alimentation normale, un apport en eau aux générateurs de vapeur, extrayant ainsi la puissance résiduelle du cœur jusqu'à ce que les conditions de mise en service du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) soient atteintes ;
- en cas d'accident causant une brèche importante au niveau du circuit primaire du réacteur, d'introduire de l'eau borée sous pression dans celui-ci afin de maîtriser la réaction nucléaire et d'assurer le refroidissement du cœur.

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage l'organisation mise en place par l'exploitant pour assurer la vérification, la maintenance et le respect des conditions d'utilisation des éléments constitutifs des systèmes précités. Ainsi, ils ont réalisé diverses vérifications documentaires concernant :

- le bilan relatif au fonctionnement des systèmes de sauvegarde réalisé par l'exploitant pour la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 août 2025 ;
- les actions engagées pour répondre à des problématiques et des menaces techniques identifiées dans ledit bilan ;

- la réalisation d'essais périodiques permettant de vérifier le niveau d'eau contenu dans les puisards du système RIS, ainsi que le bon fonctionnement de pompes appartenant aux systèmes RIS et ASG ;
- la gestion administrative et physique d'une modification temporaire de l'installation (MTI), mise en place sur les quatre réacteurs du site, pour éviter que le bore, concentré à 21 000 ppm dans un circuit du système RIS, ne cristallise ;
- le traitement de constats et d'écarts détectés sur ces systèmes.

Ils se sont également déplacés sur le terrain, afin de réaliser, par sondage, un contrôle visuel :

- des pompes assurant l'injection de sécurité à haute pression et à basse pression du réacteur 1 ;
- de la pompe du système RIS permettant, en situation accidentelle, de maintenir l'injection au joint des groupes motopompes primaires (GMPP) des réacteurs 1 et 2 ;
- du réservoir d'eau borée du système de traitement et de réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible (PTR) du réacteur 2, dont le contenu est utilisé pour réaliser l'injection de sécurité ;
- des motopompes et la turbopompe du système ASG des réacteurs 1 et 2 ;
- des bâches alimentant en eau les pompes ASG des réacteurs 2 et 3 ;
- de la mise en œuvre, sur le réacteur 2, de la MTI susvisée ;
- de la conformité de condamnations administratives posées sur des vannes situées dans les locaux visités.

Au vu de cet examen, les inspecteurs ont constaté que l'exploitant assure un suivi attentif des systèmes de sauvegarde de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly. En particulier, les essais périodiques relatifs à ces équipements et vérifiés par sondage sont réalisés conformément à l'attendu. Des actions correctives adaptées ont été définies ou mises en œuvre en réponse aux problématiques et aux écarts examinés. En outre, peu de défauts ont été détectés par l'ASNR sur les équipements contrôlés.

Toutefois, il apparaît que des compléments doivent être apportés en ce qui concerne les éventuelles conséquences pour la sûreté de la présence de points de contact entre la tuyauterie de vidange d'huile et le plot béton associés à deux pompes d'injection de sécurité à haute pression du réacteur 1, ainsi que de l'endommagement d'un chemin de câbles situé au pied de la bâche PTR du réacteur 2. En outre, il est de la responsabilité de l'exploitant de remédier aux anomalies constatées par les inspecteurs en ce qui concerne la gestion de la MTI examinée, des dégradations de certains matériels contrôlés ou encore l'absence de vérification de l'apparition d'alarmes lors d'un essai périodique des pompes du système ASG.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

∞

II. AUTRES DEMANDES

Points de contact entre la tuyauterie de vidage d'huile et le plot béton associés à deux pompes d'injection de sécurité à haute pression du réacteur 1

Le point I de l'article 2.6.1 de l'arrêté [2] dispose que « *L'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées* ».

De plus, l'article 2.6.2 de ce même arrêté impose que « *L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer : son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif [...]* ».

Les inspecteurs ont constaté que la tuyauterie de vidange de la caisse à huile associée à la pompe d'injection de sécurité à haute pression du réacteur 1 identifiée 1RCV001PO est en contact avec le plot béton supportant cette pompe. Ils ont relevé une situation similaire au niveau de la pompe de la voie de sûreté B dénommée 1RCV002PO. En outre, l'examen de la troisième pompe susceptible d'assurer cette fonction révèle l'absence d'un point de contact équivalent. Vos représentants n'ont pas été en mesure de confirmer que cette situation était conforme au plan d'installation de ces éléments. Les inspecteurs estiment que le risque de dégradation de cette tuyauterie, pouvant amener à la vidange de la caisse à huile des pompes, en cas de séisme ou de vibrations importantes des équipements doit être analysé.

Demande II.1 : évaluer les conséquences pour la sûreté de la présence de points de contact entre les tuyauteries de vidange des caisses à huile associées aux pompes identifiées RCV 001 et 002 PO du réacteur 1 et leur plot béton respectif, dans l'ensemble des conditions de fonctionnement susceptibles d'être rencontrées par ces pompes. Le cas échéant, définir et mettre en œuvre les actions correctives appropriées.

Dégradation du chemin de câbles au pied de la bache PTR du réacteur 2

Le point I de l'article 2.6.3 de l'arrêté [2] dispose que « *L'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :*

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

Les inspecteurs ont constaté que des travaux étaient en cours au niveau de la bache PTR du réacteur 2. L'examen des abords de cet ouvrage a révélé que le chemin de câbles métallique présent à proximité du pied du réservoir était fortement dégradé par des écrasements et des pliures sur la quasi-totalité de sa longueur. Ce dispositif abrite notamment les câbles électriques alimentant les équipements permettant d'assurer le maintien de la température de l'eau borée contenue dans la bache PTR au-delà de celle à laquelle une cristallisation du bore surviendrait. L'exploitant a déclaré ultérieurement, par courriel du 30 mars 2026, que l'intégrité des câbles précités n'était pas remise en cause. Les inspecteurs considèrent néanmoins que cette affirmation doit être justifiée par une caractérisation des différents défauts identifiés et de leurs éventuelles conséquences sur la sûreté de l'installation.

Demande II.2 : caractériser les différents défauts identifiés sur chemin de câbles situé au pied de la bache PTR du réacteur 2 et en évaluer les conséquences pour la sûreté de l'installation. Définir et mettre en œuvre les actions correctives appropriées.

80

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

Absence de vérification de l'apparition d'alarmes lors d'un essai périodique des pompes du système ASG

Constat d'écart III.1 : l'article 2.5.1 de l'arrêté [2] impose 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 ».*

Les inspecteurs ont examiné la dernière occurrence de l'essai périodique dénommé RPR 071 réalisée sur le réacteur 4. Cet essai permet notamment de contrôler la bonne apparition d'alarmes en cas de débit d'eau anormal dans le système ASG. Ils ont constaté que l'apparition de ces alarmes est vérifiée en cas de débit trop faible, mais pas en cas de débit trop important. Vos représentants ont déclaré avoir identifié cette lacune et précisé qu'un nouvel essai périodique dédié à cette vérification était en cours d'élaboration, sans être en mesure de préciser l'échéance associée à son déploiement. Il est de la responsabilité de l'exploitant de traiter cette anomalie dans les meilleurs délais.

Adaptation de la maintenance préventive de la soupape dénommée RIS215VP des quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly

Observation III.1 : l'exploitant de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly a détecté une menace technique liée à un défaut de fiabilité de la soupape RIS215VP, située sur le circuit d'eau du système RIS contenant du bore concentré à 21 000 ppm des quatre réacteurs, susceptible de conduire à l'apparition d'une fuite. Les inspecteurs relèvent favorablement la décision de ce dernier d'augmenter la fréquence de réalisation des visites internes de ces organes afin de détecter plus précocement d'éventuelles anomalies.

Fuite d'huile affectant une pompe d'injection de sécurité haute pression du réacteur 1

Observation III.2 : les inspecteurs ont constaté la présence d'huile dans le caniveau entourant le plot béton qui supporte la pompe d'injection de sécurité haute pression du réacteur 1, identifiée RCV002PO. L'examen de la tuyauterie de vidange d'huile associée à cet équipement a révélé la présence d'un faible écoulement de type goutte à goutte. Il est de la responsabilité de l'exploitant de corriger ce défaut.

Fuite d'eau affectant la pompe du système RIS dédiée, en situation accidentelle, à l'injection au joint des GMPP des réacteurs 1 et 2

Observation III.3 : les inspecteurs ont constaté la présence d'une fuite d'eau provenant d'un piston de la pompe identifiée RIS011PO dédiée, en situation accidentelle, à l'injection au joint des GMPP des réacteurs 1 et 2. Vos représentants ont déclaré réaliser une évaluation hebdomadaire de cette fuite afin de suivre son évolution et de comparer le débit mesuré au critère de fuite maximal admissible déterminé par l'exploitant. Ils ont présenté les derniers résultats de ce suivi : le débit d'eau relevé lors des deux dernières mesures était inférieur au critère précité. Il est de la responsabilité de l'exploitant de déterminer et de mettre en œuvre les actions correctives nécessaires au traitement de cette anomalie.

Fuite d'huile affectant la pompe ASG noyau dur du réacteur 1

Observation III.4 : vos représentants ont déclaré qu'une fuite d'huile a été détectée sur la nouvelle pompe ASG noyau dur du réacteur 1. Suite à un événement survenu sur la centrale nucléaire de Gravelines, ils ont fait appel à l'installateur de cet équipement afin de s'assurer que la présence d'un joint potentiellement inadapté ne remettait pas en cause son fonctionnement. Ils ont conclu, après un essai, à une absence de nocivité de la fuite. Toutefois, les inspecteurs relèvent que les futures pompes ASG noyau dur ne seront plus équipées du type de joint en question. En outre, l'exploitant a remis ultérieurement, par courriel du 30 mars 2026, un document analysant cette situation. Il conclut que la fuite susmentionnée devra être résorbée lors du prochain arrêt du réacteur 1. Il est de sa responsabilité de s'assurer du traitement de cette anomalie.

Contrôles réalisés dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 655

Observation III.5 : dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 655, l'exploitant a réalisé des contrôles visant à s'assurer de l'absence d'obstruction ou de mauvaise orientation de l'orifice d'évacuation des condensats de servomoteurs à motorisation électrique qualifiés aux conditions accidentelles. Vos représentants ont déclaré avoir réalisé ces vérifications sur les quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly et avoir corrigé les écarts détectés de manière réactive. Toutefois, ils ont indiqué que la preuve de la vérification de l'un des servomoteurs du réacteur 3 a été égarée. Ils se sont engagés à renouveler le contrôle de cet équipement dès le prochain arrêt de ce réacteur.

Gestion de la MTI en place sur le système de réchauffage du bore (RRB)

Observation III.6 : les inspecteurs ont examiné par sondage les modalités de gestion de la MTI susmentionnée, mise en place par l'exploitant sur le système RRB. Ils ont constaté que l'échéance de retrait de cette MTI renseignée dans le système d'information, ainsi que dans le rapport opérationnel dénommé ROP005, est incohérente avec les conclusions de son analyse de besoin. En outre, les étiquettes, présentes sur les équipements modifiés et permettant de signaler la mise en place de la MTI, ne mentionnaient pas l'échéance précitée alors que cette information est requise par votre référentiel. L'exploitant a transmis ultérieurement, par courriel du 30 mars 2026, des éléments complémentaires démontrant qu'il a remédié aux anomalies précitées. Les inspecteurs considèrent néanmoins qu'il doit fiabiliser la gestion administrative de ses MTI.

Par ailleurs, vos représentants ont indiqué que l'évaluation des conséquences de la présence de la MTI sur les opérations de maintenance du système RRB serait réalisée lors de la préparation des arrêts des réacteurs. Les inspecteurs estiment que cette évaluation aurait dû être réalisée lors de la rédaction de l'analyse de besoin.

∞

Vous voudrez bien me faire part sous deux 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 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'ASNR (www.asnr.fr).

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

Le chef de pôle REP délégué

Signée par : Thomas LOMENEDE