

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2025-077788

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

Orléans, le 18 décembre 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base

CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 – réacteur n° 1

Lettre de suite de l'inspection du 10 décembre 2025 sur le thème « bilan des essais et requalification des modifications matérielles à l'issue de l'arrêt pour visite partielle 1P4025 ».

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2025-1009 du 10 décembre 2025

Références :

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
- [2] Bilan des essais de requalification et de redémarrage en date du 31 octobre 2025 – rechargement n° 40 – VP 25 (référéncé D5140CR25111 indice A)
- [3] 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
- [4] Lettre de position générique pour la campagne d'arrêts de réacteur de l'année 2025
- [5] Dossier initial d'arrêt de tranche 1 en date du 20 juin 2025 – présentation de l'arrêt et liste des travaux (référéncé D5140CR25003 indice B)
- [6] Bilan divergence référéncé D453325000013 indice C du 22 septembre 2025

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 10 décembre 2025 dans le CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « bilan des essais et requalification des modifications matérielles à l'issue de l'arrêt pour visite partielle 1P4025 ».

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 réexamens périodiques des réacteurs du palier 900 MWe, l'ASNR met en œuvre un plan de contrôle établi sur la base des deux objectifs de ce réexamen 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 ainsi les actions (travaux et actions de vérification) menées par la société EDF avant la quatrième visite décennale lorsque le réacteur est en fonctionnement, celles réalisées pendant la visite décennale mais également celles réalisées postérieurement à la visite décennale.

En effet, compte tenu de l'ampleur des travaux et des impacts induits sur les sites nucléaires, l'ASNR a autorisé la société EDF à planifier sur ses installations la réalisation des travaux associés au quatrième réexamen périodique en trois phases :

- la phase « A » correspond au déploiement des modifications matérielles et intellectuelles présentant les plus forts enjeux de sûreté et doit être réalisée au plus tard lors des arrêts pour maintenance de type « visite décennale » ; les modifications associées à cette phase ont ainsi été réalisées en 2021 sur le réacteur n°1 ;
- la phase « B » et la phase « B complémentaire » permettent de compléter le déploiement des modifications prévues au quatrième réexamen périodique et doivent être réalisées au plus tard 6 ans après la remise du rapport de conclusion de réexamen (RCR).

L'inspection du 10 décembre 2025 entre dans le cadre du plan de contrôle précité et a porté sur le thème « bilan des essais et requalification des modifications matérielles à l'issue de l'arrêt pour visite partielle 1P4025 », arrêt au cours duquel les modifications de la phase B du quatrième réexamen périodique ont été déployées.

Lors de ce contrôle, les inspecteurs ont examiné, par sondage, les résultats des essais qui ont été réalisés sur des éléments importants pour la protection des intérêts (EIP) pendant l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 1 référencé 1P4025 et au cours des opérations de redémarrage.

Les échanges ont porté sur le bilan des essais [2] transmis par le CNPE un mois après la fin de l'arrêt en application de la décision [3] ainsi que sur le bilan divergence [6]. Le bilan [2] liste les essais réalisés et précise certains points comme le respect des critères de sûreté associés auxdits essais, l'ouverture de plans d'action (PA) en cas d'anomalie ou les suivis de tendance de certains critères mesurés lors des essais périodiques (EP).

Les inspecteurs ont ainsi contrôlé par sondage des gammes d'essais parmi ceux réalisés lors de l'arrêt 1P4025 afin de vérifier que :

- le déroulement des essais ne remet pas en cause les règles d'essais (RE) du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) ;
- les critères prescrits afin de considérer les EIP comme « disponibles » pour l'exploitation de l'installation sont respectés.

Par ailleurs, les inspecteurs ont également contrôlé plusieurs procédures d'exécution d'essais (PEE) réalisées dans le cadre de la requalification de certaines modifications matérielles associées au 4^{ème} réexamen périodique et qui ont été déployées lors de l'arrêt 1P4025.

Il ressort de cette inspection l'absence d'écart relevé suite à l'analyse d'une trentaine de gammes d'essais périodiques et de PEE. Des coquilles ont toutefois été constatées, sans impact sur le respect des critères RGE mais qui doivent vous amener à faire preuve d'une plus grande rigueur dans la validation des gammes d'EP et l'élaboration des bilans d'essais.

Par rapport aux précédentes inspections menées sur la même thématique ces dernières années, des améliorations ont été constatées quant à la complétude du bilan des essais par rapport aux dispositions de la décision [3] et de la lettre [4].

Toutefois, les modalités définies au niveau national par la société EDF pour assurer le suivi de tendance et déclinées par le CNPE de Dampierre-en-Burly ne répondent pas aux attentes de l'ASNR définies dans la lettre [4] et doivent en conséquence évoluer.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

80

II. AUTRES DEMANDES

Suivi de tendance

L'article 2.5.3 de l'annexe à la décision [3] dispose que « *le dossier dressant le bilan d'arrêt, pour sa partie concernant les essais de redémarrage, est établi sous une forme préliminaire dans le mois suivant l'atteinte de la puissance nominale du réacteur* ».

La lettre de position générique sur la campagne d'arrêts de réacteurs de 2025 [4] précise le contenu attendu du dossier de bilan des essais de redémarrage qui doit notamment comporter « *un document récapitulant tous les résultats des essais périodiques et de requalification réalisés durant l'arrêt du réacteur. Ce document est constitué de tableaux de synthèse dans lesquels figurent, pour chaque essai :*

- *les critères RGE correspondants ;*
- *les résultats enregistrés au cours de l'essai et au cours des deux essais précédents (suivi de tendance)* ».

Dans le cadre de l'affaire parc « AP1208 », la société EDF a développé et mis en place une organisation permettant la détection précoce de la dégradation des performances des matériels avec des requis de sûreté (critères du chapitre IX des RGE relatif aux essais périodiques) via un suivi de tendance des paramètres analogiques pertinents, cette méthodologie permettant alors de lancer des actions correctives et préventives avant que l'indisponibilité ou la défaillance ne se produise.

La doctrine fixant les modalités de suivi de tendance est décrite dans la note nationale référencée D455018005669 indice 0 en date du 27 juin 2019. Les paramètres analogiques pertinents à suivre en tendance sont quant à eux mentionnés dans la note nationale référencée D455017000133 indice 2 en date du 2 avril 2019.

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué mettre en œuvre sur le site de Dampierre-en-Burly les dispositions définies par les notes nationales précitées.

Or, à l'examen de ces notes nationales, les inspecteurs constatent notamment que :

- le suivi de tendance n'est appliqué que sur des critères RGE A du chapitre IX des RGE ;
- la société EDF a exclu du suivi de tendance les critères RGE A associés aux essais dont la périodicité est inférieure à 2 mois ;
- le suivi de tendance n'est pas réalisé pour les mesures de débit et de pression et les calculs de la hauteur manométrique totale (HMT) des pompes EIP, qui sont associés à des critères A.

Les inspecteurs souhaitent attirer votre attention sur le point suivant : la section 1 du chapitre IX des RGE définit les critères de groupe A et B de la façon suivante :

- groupe A : « *critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté. Ils sont issus des études de sûreté ou sont représentatifs de l'indisponibilité du ou des matériels requis (disponibilité ou performances compromises pour la durée de la mission)* » ;
- groupe B : « *critères d'essais dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans pour autant que ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, systématiquement remises en cause pendant la durée de mission* ».

Au regard de ces définitions, les inspecteurs considèrent donc pertinent de réaliser un suivi de tendance sur l'ensemble des critères A et B du chapitre IX des RGE, ce qui est une demande de l'ASNR dans sa lettre de position générique pour chaque campagne annuelle d'arrêts de réacteurs.

Indépendamment de ce point, il ressort des échanges avec vos représentants lors de l'inspection du 10 décembre 2025 que :

- suite à la demande II.3 formulée dans la lettre de suites référencée CODEP-OLS-2025-016188 du 2 avril 2025 (inspection relative au bilan des essais établi à l'issue de la quatrième visite décennale du réacteur n° 4), la note nationale D455017000133 est en cours de mise à jour afin de redéfinir les paramètres RGE A analogiques pertinents à suivre en tendance ; une pré-diffusion de la note mise à jour a été récemment transmise aux sites et le nouvel indice devrait être applicable en 2026 ;
- la montée d'indice ne devrait *a priori* pas intégrer les nouveaux équipements ajoutés dans le cadre des modifications matérielles réalisées sur le site depuis 2019, notamment celles déployées dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs du site de Dampierre-en-Burly. La disponibilité de ces nouveaux équipements étant vérifiée à l'occasion des essais périodiques auxquels sont associés des critères RGE A et B, ces derniers doivent donc faire l'objet d'un suivi de tendance et la montée d'indice de la note D455017000133 doit les intégrer ;
- certains seuils de vigilance définis par le service conduite pour des paramètres et mentionnés dans le bilan [2] sont erronés et doivent être corrigés dans votre application informatique EAM (à titre d'exemple et de manière non exhaustive, cas des paramètres suivis dans le cadre des EPC RIS 011 / 012 / 030 / 040) ;
- comme indiqué dans votre courrier référencé D453322029008 en date du 5 août 2022, le processus de suivi de tendance consiste à relever périodiquement le paramètre à suivre lors des essais périodiques et à le comparer à son seuil de vigilance, dans le but de détecter un comportement atypique de ce dernier et d'anticiper une défaillance de l'équipement suivi ou un dépassement de critère RGE A.

Conformément à votre référentiel, un plan d'action « suivi de tendance » (PA-ST) doit être ouvert par le site en cas de dépassement du seuil de vigilance (à noter que les inspecteurs considèrent que le seuil de vigilance doit nécessairement être différent du critère RGE B, lorsque celui-ci existe, au regard de la définition de celui-ci donnée supra).

A l'examen du bilan [2], les inspecteurs constatent une dégradation de certains paramètres suivis en tendance comme par exemple, la pression d'huile mesurée sur l'indicateur 1 ASG 011 LP, la température butée de pompe suivie sur l'indicateur 1 ASG 013 MT, les débits des échangeurs 1 RRA 002 RF et 1 EAS 002 RF...sans que des PA-ST n'aient été ouverts puisque les seuils de vigilance n'ont pas été dépassés.

Si cette pratique est conforme à la méthodologie définie, les inspecteurs attirent votre attention sur le fait que le suivi de tendance a pour objectif, comme indiqué supra, de détecter un comportement atypique voire la dégradation d'un matériel avant le non-respect des critères RGE A et/ou B ; en cas de dérive significative d'un paramètre dans le temps qui laisse à penser à l'atteinte à terme du seuil de vigilance et *a fortiori* du critère RGE, il y a lieu de s'interroger sur les causes de cette dérive et d'assurer la traçabilité de l'analyse technique menée dans ce cadre au travers d'un PA-ST ou de tout autre document que vous jugerez utile.

Demande II.1 : prendre en compte l'ensemble des points précités et préciser les modifications des modalités du suivi de tendance qui seront mises en œuvre.

Exactitude des informations mentionnées dans le bilan divergence

L'article 2.4.1 de l'annexe à la décision [3] dispose que « les opérations de recherche de criticité du réacteur puis de divergence après un arrêt au cours duquel tout ou partie du combustible présent dans la cuve a été renouvelé sont subordonnées à l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire dans les conditions fixées par la présente décision. A cette fin, l'exploitant transmet une demande d'accord pour divergence du réacteur, dont le contenu est précisé à l'article 2.4.2 ci-dessous, quatre jours ouvrés avant la date de divergence prévue ».

L'article 2.4.2 précise ainsi que « la demande d'accord pour divergence du réacteur est accompagnée des éléments suivants :

- a) le bilan détaillé des activités réalisées pendant l'arrêt sur les EIP ainsi que les éventuelles différences par rapport aux activités listées dans le dossier de présentation de l'arrêt de réacteur [...] ».

Lors de l'arrêt 1P4025, le site avait indiqué dans le dossier [5] que la modification PNPE 1313 A relative au renforcement des protections existantes au niveau du système de distribution électrique 6,6 kV et au risque d'interconnexion transformateur de soutirage / transformateur auxiliaire serait déployée au cours de l'arrêt 1P4025.

Dans le cadre du redémarrage du réacteur n° 1 à l'issue de l'arrêt 1P4025, le bilan [6] transmis à l'ASNR pour l'obtention de l'autorisation de divergence indique pour cette modification la mention « travaux et essais terminés ».

Or, à l'analyse du bilan [2] dans le cadre de la préparation de l'inspection du 10 décembre 2025, les inspecteurs ont constaté que la modification PNPE 1313 A n'a été que partiellement réalisée, les travaux au niveau de la voie électrique A restant à faire lors de la visite partielle du réacteur n° 1 qui aura lieu en 2027 (arrêt 1P4227).

Interrogés sur cette disparité, vos représentants ont indiqué que cette modification ne peut être réalisée que lors d'une coupure de voie électrique et que l'arrêt 1P4025 était un arrêt avec coupure électrique de la voie B, ce qui explique que les travaux seront finalisés lors de l'arrêt 1P4227 qui sera un arrêt avec coupure électrique de la voie A.

Si cette stratégie est conforme à la note d'analyse du cadre réglementaire (NACR) référencée D455622082742 indice C sur la base de laquelle l'ASNR a délivré son autorisation pour réaliser la modification PNPE 1313 A (la NACR précisant en effet que « sur la plupart des tranches du palier 900 MWe, les travaux seront réalisés sur deux VP consécutives étant donné les contraintes de coupure des tableaux électriques concernés »), les inspecteurs relèvent que les informations mentionnées dans les dossiers [5] et [6], sur la base desquelles l'ASNR a délivré son autorisation de divergence, étaient incomplètes puisque les dossiers n'indiquaient pas que seuls les travaux « voie B » étaient prévus lors de l'arrêt puis ont été réalisés.

Demande II.2 : prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour que les informations en lien avec la réalisation des modifications matérielles et mentionnées dans les dossiers de présentation d'arrêt et de divergence reflètent la nature exacte des travaux et essais réalisés. M'informer des dispositions prises en ce sens.

Disponibilité de plusieurs capteurs de mesure

L'article R.593-30 du code de l'environnement est relatif aux 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 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.

Lors de l'examen du bilan [2] réalisé par l'ASNR en préparation de l'inspection, les inspecteurs ont constaté l'ouverture de plusieurs PA suite au non-respect de critères RGE A lors des opérations d'étalonnage d'une dizaine de capteurs : 1 RCP 097 MN, 1 RCP 195 MP, 1 ARE 052 et 054 MN, 1 ETY 503 MP, 1 PTR 020 MN, 1 RCP 007 MN, 1 RCV 010 MP, 1 RIS 021 MN, 1 VVP 001 / 005 / 006 MD et 1 VVP 0024 MP. La périodicité d'étalonnage définie par le chapitre IX pour ces capteurs est de 8 cycles.

Vos représentants ont indiqué lors de l'inspection n'avoir identifié aucune cause particulière permettant d'expliquer la dérive de ces capteurs de technologie différente, ceux-ci ayant été remis en conformité lors de l'arrêt 1P4025 par reprise de leur étalonnage.

En application de la section 1 du chapitre IX des RGE, un matériel est réputé « disponible » au sens des spécifications techniques d'exploitation (STE) sur la période entre deux occurrences d'un essai périodique. Aussi, les capteurs précités étaient considérés disponibles depuis 2016/2017 et jusqu'à la réalisation des essais périodiques lors de l'arrêt 1P4025.

La plupart des capteurs précités étant requis au sens des STE lorsque le réacteur est en fonctionnement, ces nombreuses dérives constatées interrogent les inspecteurs d'une part sur la pertinence de la périodicité « 8 cycles » définie par le chapitre IX des RGE et d'autre part sur la disponibilité effective de ceux-ci depuis les précédents contrôles. Vos représentants ont indiqué que des inter-comparaisons annuelles étaient réalisées avec d'autres capteurs et que celles-ci ne montraient pas de dérive particulière.

Demande II.3 : fournir tout mode de preuve permettant de justifier de la disponibilité au sens des STE des capteurs précités et justifier la pertinence de la périodicité « 8 cycles » retenue pour l'étalonnage de ceux-ci.

Au regard du constat supra, les inspecteurs attirent par ailleurs votre attention sur la nécessité pour la société EDF de s'interroger sur la périodicité d'étalonnage des capteurs qui sera définie dans le cadre du projet d'allongement de la durée des cycles de certains réacteurs du palier 900 MWe (pour passer de 12 à 16 mois) puisqu'une périodicité de 8 cycles correspond actuellement à 8 années alors qu'à terme, celle-ci correspondra à près de 11 années.

Essai périodique RIS 020

L'essai périodique RIS 020 consiste à réaliser un essai plein débit des pompes du système d'injection de sécurité (système RIS) basse pression. Lors de l'essai réalisé le 8 août 2025 sur la pompe 1 RIS 001 PO, il a été constaté que le débit d'injection mesuré en branche froide (842,72 m³/h) était très proche du critère RGE A fixé à 840,63 m³/h, ce qui était déjà le cas lors du précédent essai périodique.

Le PA n° 611 848 a ainsi été ouvert et mentionne que considérant « *qu'il n'y a pas de déséquilibre notable entre les 3 branches, il semble nécessaire d'étudier la nécessité d'un re-taillage du diaphragme au refoulement de la pompe (1RIS004DI) afin de retrouver de la marge vis-à-vis de la limite basse de débit d'injection branche froide. Une action EAM vers SFI [Service Fiabilité et Ingénierie] a été ouverte en ce sens* ».

Demande II.4 : transmettre l'analyse du service fiabilité ingénierie sur la nécessité ou non de procéder à un re-taillage du diaphragme 1 RIS 004 DI.

Essai périodique RRI 202

L'essai périodique RRI 202 consiste à vérifier, lors de chaque arrêt pour rechargement, le débit dans les échangeurs RRI/RRA¹ en configuration RRA de la voie B, alimentant la file banalisée.

Lors de cet essai, un débit de 1028,12 m³/h a été mesuré lorsque la pompe 1 RRI 002 PO est en fonctionnement, soit un débit de 1003,42 m³/h après la prise en compte des différentes incertitudes de l'instrumentation. Le calcul d'incertitudes prend en compte notamment les caractéristiques du diaphragme, du transmetteur de pression différentielle (capteur), de la résistance de conversion ainsi que d'un enregistreur.

Le débit mesuré, incertitudes déduites, étant très proche du critère de sûreté à respecter (qui est de 1000 m³/h), les inspecteurs ont demandé la transmission du détail des incertitudes, qui a été communiquée à l'ASNR postérieurement à l'inspection.

Après analyse, les inspecteurs ont constaté que le site a retenu une classe d'incertitude de 0,01 % pour la résistance de conversion de 500 ohms alors qu'il est usuellement retenu une classe de 0,1 %.

Demande II.5 : transmettre le mode de preuve de la classe de la résistance de conversion (500 ohms) qui est considérée à 0,01 % dans les calculs d'incertitudes réalisés par la société EDF.

80

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

Exactitude des informations mentionnées dans le bilan des essais

Constat d'écart III.1 : L'analyse du bilan [2] en préparation de l'inspection, l'examen des gammes d'essais périodiques et les échanges avec vos représentants lors de l'inspection ont permis de mettre en évidence les anomalies suivantes :

- alors que le plan d'action n° 609 944 a été ouvert à l'issue de l'EPC LHP 100 en raison du non-respect d'un critère RGE B, l'essai est mentionné « satisfaisant » dans le bilan [2].
Or, en application de la section 1 du chapitre IX des RGE, le non-respect d'un critère RGE B doit conduire à déclarer l'essai périodique comme étant « satisfaisant avec réserve ».
Vos représentants ont communiqué aux inspecteurs la gamme complétée de l'EPC LHP 100 qui mentionne bien dans la grille d'acceptabilité que l'essai est « satisfaisant avec réserve » et ont indiqué qu'il s'agit donc d'une coquille dans le bilan [2] ;
- alors que l'EPC LHQ 070 réalisé le 1^{er} octobre 2025 a été déclaré « satisfaisant avec réserve », aucun PA n'est mentionné dans le bilan [2].
Vos représentants ont expliqué ce point par le fait qu'un PA générique en lien avec la pression des bouteilles d'air après démarrage existe pour cet essai périodique et n'est pas spécifique à l'essai réalisé le 1^{er} octobre 2025. Les inspecteurs considèrent que ce PA aurait dû être mentionné dans le bilan [2] ;

¹ RRI : système de refroidissement intermédiaire / RRA : système de refroidissement à l'arrêt

- le bilan [2] mentionne que l'EPC SAR 210 a été réalisé « non satisfaisant » le 24 août 2025. Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que ceci était lié au non-respect d'un critère RGE A. Toutefois, les inspecteurs ont constaté qu'aucun PA n'a été ouvert au motif d'une part que le circuit était non requis à la date de réalisation de l'essai et, d'autre part, qu'il s'agissait du premier essai réalisé à la suite de l'intégration de la modification matérielle PNPP 1258 tome H. Or, s'agissant d'un EP réalisé au titre du chapitre IX des RGE, votre référentiel demande l'ouverture systématique d'un PA en cas de non-respect d'un critère RGE. Les inspecteurs vous invitent donc à ouvrir un plan d'action en conséquence.
- lors du précédent essai sur banc de charge du diesel 1 LHQ 201 GE, la valeur de pression relevée au niveau de l'indicateur 1 LHQ 273 LP était de 4,7 bar pour un critère RGE B compris entre 3,5 et 4,5 bar. Le bilan [2] mentionne pourtant que la valeur est conforme ; à noter que le PA n° 398 614 a été ouvert en raison du non-respect du critère RGE B pour statuer sur la disponibilité du matériel.
- lors de ce même essai, la valeur de température relevée au niveau de l'indicateur 1 LHQ 276 LT était de 36 °C pour un attendu mentionné à 21,66 °C \pm 5 °C ; le bilan [2] mentionne pourtant que la valeur est conforme. Vos représentants ont indiqué que la valeur de 21,66 °C était erronée et était dans les faits de 35 °C ;
- le PA n° 603 868 a été ouvert suite au contrôle des recombineurs autocatalytique passifs et indique que le critère visuel des plaques, qui est un critère RGE A, était non conforme pour 2 plaques. Or, en page 110 du bilan [2], l'activité a été déclarée « réalisée non conforme » en raison d'un critère RGE B non respecté. Il y a donc un problème de cohérence entre ces deux mentions ;
- le bilan [2] indique qu'il n'y a pas eu d'EPC RRI 180 lors de l'arrêt 1P4025 et ne fait pas figurer le résultat des essais des deux dernières occurrences. Dès lors que l'essai n'a pas été réalisé pendant l'arrêt, les inspecteurs considèrent que celui-ci n'a pas à figurer dans le bilan des essais ;
- lors de l'examen de la gamme complétée de l'EPC ASG 043 réalisé le 27 septembre 2025, les inspecteurs ont constaté l'existence d'un critère RGE B intitulé « *pas de chute significative de la vitesse turbine* ». La gamme mentionnant une perte de 64 tr/min pour une vitesse turbine initiale de 3 564 tr/min, les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur ce qui était constitutif d'une chute significative. Après examen de la gamme, il s'avère que celle-ci n'a pas été correctement complétée par les intervenants lors de la réalisation de l'essai car la perte de vitesse était nulle ; la gamme doit donc être corrigée en ce sens ;
- lors de l'examen de la gamme complétée de l'EPC LHQ 070 réalisé le 1^{er} octobre 2025, les inspecteurs ont constaté une anomalie dans le remplissage de la fréquence au cran 10 s qui était mentionnée à 0 Hz alors que celle-ci était de 1,5 Hz selon vos représentants.

Si les anomalies sont sans impact par rapport à la démonstration du respect des critères RGE, elles mettent en évidence un défaut de rigueur dans la validation des essais périodiques et l'élaboration du bilan [2]. Des améliorations sont donc attendues sur ces points.

Contrôle des chaînes de mesure de la radioactivité (système KRT)

Observation III.1 : Lors de la réalisation de l'EPC KRT 070 relatif au contrôle des chaînes de mesure de la radioactivité 1 KRT 001 et 026 MA, le PA n° 611 934 a été ouvert suite au non-respect du critère RGE A relatif à la vérification de l'alarme 1 KRT 034 AA.

L'analyse menée par le métier a permis d'identifier que ce non-respect était lié à un relais électrique trouvé débroché au niveau du matériel 1 REN 016 UR. Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser, même approximativement, depuis quand ce relais était débroché.

En conséquence, les inspecteurs se sont interrogés sur la disponibilité des chaînes KRT lors du cycle précédant l'arrêt, celles-ci étant requises au titre du chapitre III des RGE lorsque le réacteur est en production.

Vos représentants ont indiqué que seule l'alarme (qui permet l'entrée dans le chapitre VI des RGE) était indisponible, les chaînes et les asservissements associés étant quant à eux considérés disponibles au sens du chapitre III des RGE mais que cette analyse technique ne figure pas le PA n° 611 934.

Les inspecteurs vous invitent en conséquence à compléter le PA avec ces éléments.

Examen des gammes d'essais périodiques

Observation III.2 : Les inspecteurs ont contrôlé les essais périodiques suivants qui, suite aux échanges réalisés durant l'inspection, n'appellent pas de remarque dans le présent courrier : EPC RIS 320, EPC RIS 012, EPC RIS 030, EPC RIS 110, EPC ASG 041, EPC ASG 110, EPC ASG 120, EPC EAS 031, EPC RPR 010, EPC RRI 202, EPE RCP 610, EPC VVP 022 et EPC GCT 100.

Observation III.3 : Lors de l'EPC RRI 041 qui vise à vérifier le débit du système de réfrigération intermédiaire en configuration accidentelle, la valeur mesurée lors de l'arrêt 1P4025 est égale à celle définie pour le seuil de vigilance.

Ce seuil ayant été dépassé lors de précédents essais, le PA n° 220 493 a été ouvert et mis à jour afin de tenir compte des résultats obtenus lors de l'arrêt 1P4025. Le PA mentionne ainsi la demande du service conduite vers le service ingénierie « *d'étudier la nécessité de reprise ou non de l'équilibrage des débits via les organes 1 RRI 079 et 081 VN et 1 RRI 003 DI* ».

Vos représentants ayant indiqué la non réalisation de cette analyse à ce jour (et ce alors que l'échéance fixée par le service conduite était au 30 novembre 2025), les inspecteurs vous invitent à la finaliser en amont du prochain arrêt de réacteur afin de statuer sur la nécessité ou non de réaliser une intervention sur les organes précités.

Observation III.4 : Lors de la réalisation le 14 juin 2025 de l'EPC PTR 200 visant à vérifier le libre écoulement du système PTR bis (système supplémentaire diversifié et semi-mobile de refroidissement de la piscine combustible), les intervenants ont constaté que la gamme nationale mise à leur disposition pour réaliser cet essai n'était pas adaptée car elle présentait plusieurs anomalies.

En conséquence, conformément à votre organisation, la demande d'évolution documentaire (DED) n° 598 911 a été émise par le site de Dampierre-en-Burly afin que l'entité nationale EDF en charge de l'élaboration de cette gamme applicable à l'ensemble du palier CPY réalise les modifications nécessaires.

Interrogés sur l'état d'avancement de cette DED, vos représentants ont indiqué que celle-ci a été diffusée pour avis aux autres sites concernés le 15 juillet 2025 et que votre entité nationale attendait d'une part leurs retours et d'autre part d'autres demandes d'évolution pour procéder à la mise à jour de la gamme.

Cette situation va donc conduire d'autres sites à réaliser cet essai avec une gamme inadaptée, ce qui est regrettable.

Tarage des soupapes SEBIM®

Observation III.5 : L'analyse du bilan [2] par les inspecteurs a permis de mettre en évidence que le critère de tarage de fermeture définie pour la soupape 1 RCP 017 VP n'a pas été respecté lors de l'essai mené le 8 juillet 2025 puisque la valeur mesurée était de 137,26 bar pour un critère minimal de 137,30 bar. Le critère RGE A est toutefois satisfait.

Étalonnage des capteurs du SEXTEN

Observation III.6 : L'enceinte de confinement d'un réacteur est dotée d'un système dénommé SEXTEN qui permet de suivre en permanence son étanchéité en situation normale de fonctionnement. Afin de fiabiliser la mesure et d'assurer une redondance, le SEXTEN est raccordé à deux capteurs de pression enceinte.

Le bilan [2] mentionne l'existence du PA n° 569 151 relatif au fait qu'un des deux capteurs de mesure de la pression enceinte (capteur référencé 1 EPP 002 YZ) a été trouvé en dépassement d'étalonnage, entraînant ainsi la perte de la redondance de la mesure.

Lors de l'inspection, vos représentants ont fourni les éléments suivants :

- le dernier contrôle d'étalonnage du capteur a été réalisé le 31 mai 2021 ;
- la durée de validité de l'étalonnage est de 4 ans, soit jusqu'au 31 mai 2025 ;
- le découplage du réacteur n° 1 a été réalisé le 28 juin 2025, soit un mois après la date de fin de validité du capteur ;
- le PA n° 569 151 a été ouvert le 24 mars 2025, lors de la découverte de l'anomalie.

Considérant que la date de découplage du 28 juin 2025 du réacteur n° 1 est connue de l'ASNR *a minima* depuis novembre 2022 (la société EDF transmettant à l'ASNR un planning pluriannuel des arrêts de réacteurs), les inspecteurs s'interrogent sur le suivi de ces capteurs réalisé par le site, dès lors que les arrêts 1P3823 et 1R3924 auraient pu être mis à profit pour procéder à l'étalonnage du capteur 1 EPP 002 YZ et éviter ainsi de perdre la redondance de la mesure du SEXTEN. Les inspecteurs vous invitent en conséquence à prendre les dispositions nécessaires pour éviter le renouvellement de la situation précitée.

Examen des PEE

Observation III.7 : Les procédures d'exécution d'essais PEE ASG 101, RCV 601, EAS 100, PTR 100, RIS 654 et ETY 100 ont été examinées par sondage lors de l'inspection et n'ont pas amené les inspecteurs à formuler d'observation.

Observation III.8 : Lors de l'examen de la PEE LCB 473 réalisée du 24 au 25 juillet 2025, procédure qui fait partie de la requalification matérielle de la modification PNPE 1688 B, les inspecteurs ont constaté que la valeur de puissance relevée était identique sur les trois unités de polarité à contrôler, et ce alors que les consommateurs étaient différents d'une unité de polarité à l'autre et que les conditions initiales de l'essai ne fixent pas un nombre minimal de consommateurs devant être allumés.

Les inspecteurs s'interrogent sur la pertinence de relever une valeur de puissance et de la comparer à un critère défini avec un nombre de consommateurs faible voire nul comme sur une des unités de polarité contrôlée.

Les inspecteurs vous invitent à échanger sur ce point avec l'entité nationale en charge de cette modification.

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.

Signé par : Thomas LOMENEDE