

A Caen, le 26 mai 2020

N/Réf. : CODEP-CAE-2020-029279

**Monsieur le Directeur  
du CNPE de Paluel  
BP 48  
76 450 CANY-BARVILLE**

**OBJET :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Paluel  
Inspection INSSN-CAE-2020-0913  
Fonctionnement du CNPE lors du confinement lié à l'épidémie de COVID-19

**Réf. :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V ;  
[2] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ;

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence, une inspection à distance eu lieu du 23 mars au 4 mai portant sur le fonctionnement du CNPE de Paluel lors du confinement lié à l'épidémie de COVID-19.

J'ai l'honneur de vous communiquer, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

### **Synthèse de l'inspection**

Cette inspection a été réalisée à distance du fait des restrictions de déplacement liées au confinement suite à l'épidémie de COVID 19.

Cette inspection s'est déroulée du 23 mars au 4 mai au moyen de 5 réunions téléphoniques. Cette inspection a concerné la thématique du fonctionnement du CNPE de Paluel lors du confinement.

Aucune visite sur site n'a été réalisée.

Les inspecteurs ont demandé la liste des activités réglementaires risquant de subir un retard du fait du confinement ; ils ont examiné par sondage l'organisation et le fonctionnement de la filière indépendante de sûreté (FIS) pendant le confinement, le suivi de certains essais périodiques (EP), la gestion des écarts et le contrôle vibratoire des pompes des circuits de distribution d'eau de refroidissement (CFI, SEC<sup>1</sup>) et d'injection de sécurité (RIS<sup>2</sup>).

---

<sup>1</sup> CFI : Tambour filtrant et système d'eau de circulation

SEC : Circuit d'eau secours

<sup>2</sup> RIS : Système d'injection de sécurité

Au vu de cet examen par sondage, le fonctionnement général de la FIS ainsi que l'organisation spécifique mise en œuvre lors du confinement, notamment en ce qui concerne le suivi des EP et le traitement des écarts, apparaissent satisfaisants.

Cette inspection a toutefois mis en avant des faiblesses dans l'organisation générale pour le suivi des EP et des écarts. Le CNPE devra notamment s'assurer que le contrôle de la planification des EP est bien mis en œuvre au sein de l'ensemble des services, renforcer la rigueur avec laquelle les demandes de travaux (DT) et les plans d'action (PA) sont renseignés puis mis à jour, et mettre à profit l'analyse de l'évènement significatif de sûreté déclaré par le CNPE suite aux questions de l'ASN lors de la préparation de l'inspection pour revoir les lignes de défense du CNPE quant au contrôle des EP.

Enfin, du fait de l'ampleur de l'impact du confinement sur l'organisation du CNPE, ce dernier devra en faire une évaluation locale des forces et des faiblesses.

## **A Demandes d'actions correctives**

### **Organisation en période de confinement**

L'article 7.3 de l'arrêté en référence [2] prévoit que « I. — L'exploitant met en place dans son installation une organisation permanente comprenant la désignation de personnels ayant la capacité d'apprécier la gravité d'une situation et le pouvoir de déclencher le plan d'urgence interne prévu au 4° du II de l'article 20 du décret du 2 novembre 2007 susvisé et de lancer rapidement les actions appropriées. Un nombre suffisant de personnels qualifiés et formés doit être disponible à tout moment pour mettre en œuvre ces actions. »

L'article 2.3.3 du même arrêté prévoit que « L'exploitant évalue la politique définie à l'article 2.3.1, ainsi que l'efficacité de sa mise en œuvre, lors de tout changement significatif de son organisation et, en tout état de cause, au moins tous les cinq ans. Cette évaluation prend en compte les résultats des revues du système de management mentionnées à l'article 2.4.2.

*L'exploitant analyse les résultats de cette évaluation et révisé si nécessaire sa politique ainsi que sa mise en œuvre. Il tient ces résultats à la disposition de l'Autorité de sûreté nucléaire et des instances représentatives de son personnel. »*

Le CNPE, dans le cadre de son plan pandémie inclus dans son plan d'appui et de mobilisation (PAM), a mis en place une organisation spécifique pour assurer la production d'électricité dans les conditions de sûreté nécessaires.

Les inspecteurs ont étudiés l'organisation mise en place dans ce cadre par la FIS, le service conduite, et par sondage dans les services de maintenance.

Le CNPE a mis en place un fonctionnement en deux équipes complètement disjointes, pour tous les services, afin de garantir la disponibilité permanente des personnels nécessaires au fonctionnement de la centrale.

Plus particulièrement, pour la FIS, il a été décidé de maintenir la présence sur site d'un seul ingénieur sûreté (IS) d'astreinte pendant 7 jours consécutifs avec un roulement toutes les 6 semaines au lieu d'une astreinte d'un weekend end toutes les 7 semaines habituellement. Il est appuyé à distance par deux autres IS en télétravail.

Pour le service conduite, les équipes fonctionnent en quart en 3x8 avec un roulement de 5 semaines au lieu de 7, avec deux équipes mises en réserve en télétravail pour assurer une relève en cas de contamination au sein d'une équipe. Un principe de permutation est prévu afin de remplacer les agents en quart par les personnels des équipes en réserve au bout de quelques cycles de quart. Ce dernier principe n'a pas été évalué par les inspecteurs.

Pour les services de maintenance, un découpage strict en deux équipes disjointes, une seule étant présente sur site à un instant donné, l'autre travaillant à distance, a été mis en place.

Cette organisation découle principalement de directives nationales.

Les différents interlocuteurs n'ont pas exprimé de difficultés majeures à fonctionner de la sorte, même après plusieurs semaines.

Une analyse locale de ce mode de fonctionnement apparaît cependant nécessaire afin d'en évaluer les atouts et les faiblesses et d'établir les améliorations possibles. Il apparaît également nécessaire d'évaluer la robustesse dans la durée de cette organisation dans le cas où un évènement de ce type devrait durer plus des 2 à 3 mois pris en compte dans le PAM pandémie.

**Demande A-1. Je vous demande, une fois la période d'urgence sanitaire terminée, de réaliser une évaluation de l'organisation mise en œuvre dans le cadre du confinement lié au COVID-19 et de réviser si nécessaire votre organisation en fonction des conclusions de cette évaluation. Je vous demande en particulier d'évaluer l'impact sur les personnes et sur leur état de santé ainsi que l'impact en termes de sûreté qui pourrait en être la conséquence.**

### **Organisation de la planification, la réalisation et le contrôle des essais périodiques**

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

II. — 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. »

Du fait de l'intégration de la modification PNPP 2196 en 2017 pour la rénovation de la détection incendie, l'EP 3226 a été intégré au chapitre IX des RGE<sup>3</sup>. La gamme remplie du dernier EP réalisé sur le réacteur n° 3, transmise dans le cadre de l'inspection à distance, montre que l'EP a été considéré satisfaisant alors même qu'il n'a pas été possible de vérifier plusieurs critères A et B.

A la suite des interrogations de l'ASN en amont de l'inspection, le CNPE de Paluel a lancé une caractérisation au titre de la DI100 qui a débouché sur la déclaration d'un évènement significatif de sûreté (ESS) critère 10, après la réunion téléphonique réalisée dans le cadre de l'inspection.

Les échanges dans le cadre de l'inspection et lors de la déclaration de l'évènement significatif ont mis en avant un nombre important de défaillances depuis l'intégration de l'EP 3226 en 2017.

Les inspecteurs ont identifié les défaillances suivantes :

- la gamme d'EP initiale était inadaptée ;
- le matériel considéré aurait dû être identifié comme indisponible lors de la première réalisation de l'EP 3226 le 05/09/2017 (critères A et B non vérifiables) ;
- le prestataire réalisant l'EP ne présentait pas une connaissance suffisante du chapitre IX des RGE qui lui aurait permis de considérer l'EP comme non satisfaisant ;
- ce prestataire ne faisait l'objet d'aucune surveillance dans la réalisation de cet EP ;
- l'inadéquation de la gamme a été identifiée et a fait l'objet d'une fiche RGE 9 transmise à vos services centraux pour signaler l'impossibilité de vérifier des critères RGE 9 associés à certains détecteurs testés lors de l'EP JDT 3226 réalisé le 27/09/17. Elle a également fait l'objet de l'émission d'une fiche DED4 (en septembre 2018) pour demander à votre structure palier (en charge de la rédaction des modes opératoires pour le palier 1300) la modification du mode opératoire. Néanmoins, aucune mesure locale immédiate n'a été prise pour que l'EP soit réalisé de manière conforme ;
- un PA a été ouvert le 05/09/2017 sans que le processus de traitement des écarts ne permette de suivre, d'identifier et de résoudre les dysfonctionnements identifiés ;
- vos services centraux ont répondu le 30 avril 2018 à la demande du CNPE de Paluel tracée dans la fiche RGE 9 « JDT 17195 » et donné la méthodologie pour réaliser l'EP JDT 3226 afin de

---

<sup>3</sup> Règle générales d'exploitation : recueil de règles approuvées par l'ASN qui définissent le domaine autorisé de fonctionnement de l'installation et les prescriptions de conduite associées

- vérifier l'ensemble des critères RGE 9 sans que le service automatisme n'ait mis en œuvre ces recommandations ;
- la fiche DED4 a été transmise à la SP1300 le 1<sup>er</sup> avril 2019 soit 18 mois environ après l'émission de la fiche RGE 9 ;
  - le même EP a été réalisé dans les mêmes conditions en 2018 et 2019 sans que personne n'identifie la non-conformité.
  - un ESS générique déclaré en juillet 2019, a permis d'identifier le problème sur 2 gammes d'EP (EP3231 et 3232) parmi les 6 gammes concernées par cette problématique. Ces deux gammes ont été modifiées par la SP1300 en réactif et les prestataires concernés ont été formés. Cependant, les 4 autres gammes concernées n'ont pas été identifiées et l'EP 3236 réalisé en juillet juste avant l'ESS générique n'a pas été rejoué ;

Le 28/04/2020 l'EP JDT 3226 a été réalisé, l'ensemble des critères A et B ont été vérifiés et l'EP a été déclaré satisfaisant.

**Demande A-2. Je vous demande, dans l'analyse qui sera réalisée dans le cadre de la rédaction du compte rendu de l'évènement de prendre en compte en particulier l'ensemble des défaillances listées ci-dessus ;**

**Demande A-3. Je vous demande par ailleurs de m'indiquer :**

- quel a été le mode de requalification appliqué pour la modification PNPP2196 ;
- quel est le positionnement d'EDF sur l'aspect générique de cet évènement ;
- si tous les détecteurs concernés ont bien été testés à ce jour avec la nouvelle gamme modifiée et s'ils sont fonctionnels aujourd'hui ;
- si toutes les gammes locales ont été mises à jour.

### **Traitement des écarts**

L'article 2.6.1 de l'arrêté en référence [2] stipule que « *L'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées. Il prend toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais.* »

Lors des échanges qui ont eu lieu lors de l'inspection, les inspecteurs ont observé que les informations reportées dans les DT et le PA, ne présentaient pas la rigueur requise au titre du processus de traitement des écarts.

Les inspecteurs ont consulté et analysé plusieurs DT et PA. De ces analyses il ressort que, d'une manière générale, les éléments de caractérisation retranscrits dans les DT ne sont pas suffisamment clairs et détaillés pour comprendre à posteriori les critères retenus pour ouvrir un PA et le cas échéant pour le classer en tant qu'écart. L'impact sur les exigences définies des matériels concernés est très rarement décrit. De plus les DT contrôlées n'étaient que très rarement mise à jour avec les nouveaux éléments détectés après la création de la DT.

Par exemple :

- la DT 00830267 concernant 1ASG159VV n'a pas été mise à jour alors que 2 EP ont été réalisés depuis son ouverture ;
- la DT 00458449 concernant 4REA062BA est restée sans traitement entre 2017 et 2020 et les informations transcrites dans la DT ne permettent aucunement de comprendre les faits concernés.

De la même manière les informations reprises dans certains PA sont parfois insuffisantes, voire incohérentes.

Par exemple :

- le PA 00169825 concernant 2DVC011FI indique que le non-respect d'un critère A d'un EP est sans impact sur la disponibilité du filtre. Il est d'ailleurs noté que la résolution de ce PA est nécessaire avant le rechargement ;
- lors du contrôle du PA 00162942 concernant 2ASG031PO, le positionnement des services électro mécanique et conduite n'étaient pas en accord sur le rôle du woodward<sup>4</sup> alors que le PA indique lui que le woodward peut être dédouané ;
- le PA 00169700 concernant 3ASG151VV n'identifie aucun risque de manœuvre inadaptée de la vanne en fonctionnement normal alors que la commande manuelle de la vanne n'est pas condamnée comme elle le devrait.

**Demande A-4. Je vous demande de renforcer votre processus de traitement des écarts. En particulier je vous demande de renforcer la gestion des DT pour que les informations quelles recueillent soit plus complètes et pertinentes, et qu'elles soient mises à jour lorsque cela est nécessaire. Je vous demande également de renforcer la rigueur des informations reportées dans les PA.**

Le PA 00169825 concernant 2DVC011FI précise que lors de l'EP DVN002, la pression de « deltaP » a été mesurée à 2 DaPa au lieu de 5 minimum requis pour que le critère A soit respecté.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que la valeur du critère ne leur paraissait pas adapté dans la mesure où sur le palier P'4, il est seulement demandé une valeur non nulle pour la deltaP et pas de seuil de pression minimum.

L'analyse du PA identifie bien que le critère A n'est pas respecté mais indique malgré tout qu'une deltaP significativement non nulle est conforme.

Le PA indique par ailleurs qu'une fiche RGE9 pour le traitement de cette problématique a été ouverte dans le cadre du traitement du PA15140 depuis 2015.

**Demande A-5. Je vous demande de mettre à jour le PA pour qu'il soit en cohérence avec la version applicable des RGE. Je vous demande également de m'indiquer le statut de la fiche RGE9 ouverte en 2015 et de m'expliquer pourquoi elle n'est pas soldée à ce jour.**

Le PA 00162942 concernant 2ASG031PO indique qu'il est impossible de régler la vitesse de la pompe depuis la salle de commande. Le PA indique aussi que le woodward peut être dédouané comme l'a précisé le service conduite lors de la réunion téléphonique réalisée dans le cadre de l'inspection. Pourtant, le positionnement du service électromécanique n'était pas aussi affirmatif et le relais de commande manuelle apparaissait également comme potentiellement en cause.

Par ailleurs l'indisponibilité de la pompe n'est pas identifiée alors que le PA montre un impact sur la commande et spécifie qu'un critère B n'est pas satisfait. Le fait que le réacteur soit dans un état où la pompe n'est pas requise justifie de ne pas poser d'évènement de sureté, pour autant, l'impact sur les exigences définies de la pompe est avéré et aurait dû conduire le CNPE à déclarer un écart.

**Demande A-6. Je vous demande de mettre à jour le PA afin qu'il reprenne la position consolidée de l'ensemble des services concernés.**

**Demande A-7. Je vous demande de vous positionner sur l'opportunité de déclarer ce PA en tant qu'écart.**

---

<sup>4</sup> Système de régulation du moteur de la pompe

## **B Compléments d'information**

### **Collecte des informations et analyse du retour d'expérience (REX)**

L'article 2.7.2 de l'arrêté en référence [2] prévoit que « *L'exploitant prend toute disposition, y compris vis-à-vis des intervenants extérieurs, pour collecter et analyser de manière systématique les informations susceptibles de lui permettre d'améliorer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, qu'il s'agisse d'informations issues de l'expérience des activités mentionnées à l'article 1er.1 sur son installation, ou sur d'autres installations, similaires ou non, en France ou à l'étranger, ou issues de recherches et développements.* »

Lors de la réunion téléphonique sur le suivi des EP, dans le cadre de l'inspection à distance, les inspecteurs ont contrôlé la réalisation du dernier EP KPR<sup>5</sup> 201 sur le réacteur n° 2. Cet EP montrait qu'un critère B n'était pas satisfaisant du fait de la défaillance d'un relais de commande manuelle (RCM). Le RCM en question a été changé à la suite de cet EP. Les inspecteurs ont souhaité connaître le REX local et national sur ces RCM. Vos représentants présents lors de l'audioconférence n'ont pas été en mesure de nous le présenter. Ils ont indiqué que la construction d'un REX sur ce type de produit était difficile, car ils sont présents dans de nombreux systèmes et qu'une recherche par type de composants n'est pas possible avec votre système d'information.

Les intervenants ont donc indiqué aux inspecteurs qu'ils n'avaient, dans ces conditions, pas de REX local disponible sur ces composants.

A noter qu'un autre RCM est potentiellement défaillant dans le PA 162942 (2ASG031PO: impossibilité de régler la vitesse depuis la SDC) qui n'est pas clos à ce jour.

Ce type de composants intervenant dans l'actionnement de nombreux EIP il présente une importance particulière dans le fonctionnement des réacteurs.

**Demande B-1. Je vous demande de me faire par des mesures que vous allez mettre en œuvre pour réaliser le suivi du retour d'expérience pour ce type de matériel.**

**Demande B-2. Je vous demande par ailleurs de m'indiquer si d'autres matériels en lien avec des EIP sont concernés par les difficultés identifiées lors de l'inspection pour en réaliser le REX.**

### **Gestion des essais périodiques**

Les inspecteurs ont abordé la planification des EP. En particulier des EP prévus sur le cycle « tranche en marche » (TEM) et qui ont dû être reprogrammés sur l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n° 2 du fait de l'allongement de l'arrêt consécutif à l'apparition de CRUD<sup>6</sup> sur les assemblages combustible lors du cycle précédent. Les inspecteurs ont abordé également la reprogrammation des EP initialement prévus lors de l'arrêt pour visite partielle (VP) du réacteur n° 3 et avancés sur le TEM du fait du report de 3 semaines du début de la VP.

Cette problématique est sensible après la déclaration de plusieurs ESS pour des problématiques de programmation d'EP en 2019.

Vos représentants ont expliqué aux inspecteurs qu'historiquement les différents services effectuent chaque semaine une requête de type « BI » sur le SDIN pour extraire les EP à réaliser. C'est le processus lié à cette requête qui a été défaillant en 2019, notamment du fait de la formation insuffisante des chargés d'EP au service conduite.

En réponse, le service conduite a renforcé la formation et a par ailleurs mis en place un contrôle renforcé qui s'apparente à un contrôle technique de l'activité. Un contrôle technique est appliqué normalement dans le cadre d'une activité importante pour la protection des intérêts (AIP), ce qui n'est pas le cas ici.

---

<sup>5</sup> Système permettant la mise en œuvre du panneau de repli pour le suivi d'un réacteur depuis une salle déportée en cas de crise.

<sup>6</sup> CRUD : Chalk River Unidentified Deposit – dépôt d'oxyde sur les crayons combustibles

Ce contrôle supplémentaire a été mis en place à la demande des chargés d'EP et alors qu'il n'avait pas été identifié initialement dans l'analyse du dernier ESS de ce type.  
En ce qui concerne le service automatisme le mode de contrôle de la planification des EP n'a pas pu être présenté de manière claire lors de la réunion téléphonique.

**Demande B-3. Je vous demande de m'expliquer pourquoi l'analyse de l'ESS n'a pas permis d'identifier cette action pourtant jugée importante à postériori.**

**Demande B-4. Je vous demande de me préciser le contrôle mis en place par le service automatisme pour s'assurer de la bonne programmation des essais périodiques.**

**Demande B-5. Je vous demande de vous positionner sur la possibilité de généraliser aux autres services le contrôle de la planification des EP réalisé par le service conduite.**

La section une du chapitre IX des RGE dans son chapitre 1 « généralité », indique que les essais périodiques ont pour objectif de vérifier la disponibilité des EIP dans le respect des hypothèses choisies pour leurs conditions de fonctionnement, avec un degré de confiance suffisant. Ce même chapitre indique que l'application d'une périodicité adaptée fait partie des critères nécessaires à l'établissement de ce degré de confiance suffisant.

Par ailleurs, dans le chapitre 3 de cette même section 1 du chapitre IX des RGE, la tolérance de réalisation fait partie des conditions de réalisation des essais périodique.

Lorsque les inspecteurs ont demandé à vos représentants si la planification des essais périodiques était une AIP, ces derniers ont répondu que ce n'était pas le cas.

**Demande B-6. Je vous demande de m'expliquer pourquoi, au vu de l'importance du respect des échéances de réalisation des essais périodique telle que décrite dans la section une du chapitre IX des RGE, vous n'avez pas classifié la planification des essais périodiques en tant qu'AIP.**

Le chef d'exploitation (CE) et l'ingénieur sureté (IS) confrontent chaque jour leurs analyses respectives sur l'état des réacteurs. Lors du contrôle du rapport de la confrontation CE/IS réalisée le 5 avril 2020 pour le réacteur n° 1, il a été identifié que l'EP RPE 102 sur le puisard 1RPE091BA (contrôle de fonctionnement du stat de niveau du puisard) n'a pas pu être réalisé.

Le puisard était couvert ce qui empêchait son remplissage avec de l'eau SED et la vérification visuelle du niveau. Cet EP doit être réalisé avec une fréquence de 5 ans et la prochaine occurrence doit être réalisée avant la divergence du prochain arrêt de Paluel 1 en 2021.

Vos représentants ont informé que l'environnement d'intervention était particulièrement dosant.

**Demande B-7. Je vous demande de me transmettre la liste des puisards concernés par cette problématique et de me transmettre les actions que vous avez mises en œuvre pour vous assurer que ces essais périodiques pourront être réalisés dans les délais impartis et dans des conditions acceptables du point de vue de la radioprotection.**

Lors de l'analyse du rapport de confrontation CE/IS réalisées le 5 avril 2020 pour le réacteur n° 1, il a été identifié que l'évènement de groupe 1 DVL1 avait été posé du fait d'un critère B (mesure du débit de soufflage) non satisfaisant lors de la réalisation d'un EP sur 2DVL021VA dans le cadre de la modification PNPP2515.

La PNPP2515 concerne la réfrigération du système DVL par le système DEG. Lors de l'implantation de cette modification en 2018 il n'a pas été possible de réaliser les réglages de ventilation de manière satisfaisante. Depuis, des reprises de réglage ont été réalisées mais sans que le critère B puisse être satisfait.

A noter que dans le cadre du plan d'action ventilation (PAV) la DMT D305515005535 donne un délai de 5 ans à EDF afin de finaliser les réglages. A la suite de l'échange téléphonique réalisé dans le cadre de l'inspection à distance, les représentants du CNPE de Paluel ont communiqué à l'ASN la réponse suivante : « ces critères B sont valables le temps de la DMT c'est-à-dire jusqu'en aout 2020. Passé ce

délai, il n'y aura plus de critère B à vérifier. De plus, considérant que les débits respecteront les critères RGE B Lot B grâce aux réglages du PAV Lot B, aucune relaxation du référentiel VD3 lot A n'a été envisagé par Paluel. »

Cette réponse laisse entendre que les critères B ne seront plus à satisfaire dans le cadre du DA VD3 lot B. L'ASN rappelle au CNPE qu'il s'agit uniquement d'un « sursis » et que le site de Paluel devra intégrer les critères B du PAV, dans le cadre du DA VD3 lot B, pour suivre l'évolution des performances aérauliques globales des systèmes de ventilation.

**Demande B-8. Je vous demande de me préciser les moyens que vous avez mis en œuvre pour vous assurer que le CNPE sera en mesure de respecter le critère B de sur-débit des EP DVL une fois échu le délai de la DMT D305515005535.**

### **Processus de traitement des écarts**

L'étude du Plan d'action (PA) 173307 ouvert suite à la réalisation du dernier EP LLS01 réalisé sur la vanne LLS012VV du réacteur n° 4 a montré une incertitude quant au retour en position de la vanne 4LLS012VV lors de l'EP. La gamme d'essai demande un retour en position en moins de 20 minutes. Les représentants du CNPE ont indiqué que ce critère de temps ne faisant pas partie des critères de validité de l'EP énumérés dans la règle d'essais. Ils n'ont cependant pas été en mesure d'indiquer si ce délai de 20 minutes avait une valeur réglementaire ou non.

Lors des deux derniers EP, le retour à la position requise a été atteint systématiquement en plus de 4 heures.

Par ailleurs, la mesure de position est réalisée à l'aide d'une réglette fixée sur la vanne. Aux dires de vos représentants, cette réglette ne permet pas une mesure suffisamment précise pour être représentative, et ce, sans qu'aucune action n'ait été mise en œuvre pour remédier à cela jusqu'à la dernière réalisation de l'EP.

Le CNPE s'est positionné sur la disponibilité du matériel, ce dernier ne présentant pas de « point dur » et le retour en position étant bien effectif *in fine*.

Au vu des échanges lors de l'inspection, et des points exposés ci-dessus, les inspecteurs ne sont pas convaincus de la fiabilité de l'analyse réalisée par le CNPE.

**Demande B-9. Je vous demande de vous positionner clairement sur la satisfaction du critère B tel que demandé dans la gamme d'essais de l'EP LLS01 et sur la disponibilité de la vanne 4LLS012VV. En particulier, vous préciserez l'aspect réglementaire du délai de 20 minutes requis pour que la vanne revienne en position en fin d'essai.**

Le PA 00169700 concernant 3ASG151VV indique qu'une goupille de la vanne est non conforme et ne permet plus la condamnation de la commande manuelle de la vanne, en position fermée, comme demandé dans le chapitre 6 des RGE. En revanche, la commande de la vanne à distance par les automatismes est opérationnelle et la vanne est disponible.

Les inspecteurs ont demandé si la défaillance de la goupille risquait de gêner la manœuvre de la commande. Vos représentants n'ont pas répondu clairement à cette question.

Par ailleurs, l'analyse entre les services conduite et électromécanique n'a pas semblé complètement cohérente lors de l'audioconférence sur la disponibilité de la vanne, en fonctionnement normal de la vanne et lors de l'entrée dans le chapitre 6 des RGE.

Le PA n'identifie par ailleurs aucun risque de manœuvre inadaptée de la vanne en fonctionnement normal alors que la commande manuelle de la vanne n'est pas condamnée comme elle le devrait.

**Demande B-10. Je vous demande :**



- **d'analyser le risque de manœuvre de la vanne en fonctionnement normal ;**
- **de justifier que la détérioration observée de la goupille n'a pas d'impact sur la commande de la vanne, à distance ou manuelle ;**
- **de préciser les vannes concernées sur les 4 réacteurs.**

La DT 00841183 concernant le système GCT-C<sup>7</sup> du réacteur n° 4 indique que lors d'un déclenchement de la turbine le 23 décembre 2019, il a été observé que la consigne fixe d'ilotage était réglée à une pression trop haute. D'après vos représentants, la consigne doit être 3 bars en dessous de la pression du barillet GCT-C.

Cette consigne permet au système GCT-C de s'ouvrir à la bonne pression en fonction de la pression dans le générateur de vapeur (GV) pour suivre la pression du circuit secondaire.

Vos représentants ont expliqué qu'avec le vieillissement des GV, le réglage de cette consigne devait évoluer et qu'il avait été observé qu'elle n'était plus adaptée actuellement.

Quand les inspecteurs ont demandé quelle contrainte réglementaire spécifiait le réglage de cette valeur, les intervenants ont indiqué que cela ne faisait pas partie des RGE mais que cette valeur était requise ; sans pouvoir expliquer selon quel référentiel.

**Demande B-11. Je vous demande de m'informer si le réglage de cette consigne à 3 bars en dessous de la pression du barillet GCT-C relève de votre référentiel.**

**Demande B-12. Je vous demande de préciser les risques exacts que le non-respect de cette consigne induit sur la sûreté du réacteur.**

**Demande B-13. Je vous demande de me faire part des processus que vous avez mis en œuvre pour vous assurer du bon réglage de cette consigne en fonction du vieillissement des générateurs de vapeur dans le respect de la réglementation, et en garantissant la sûreté du réacteur.**

La DT 00878210 concerne le SEXTEN qui est utilisé pour mesurer le taux de fuite de l'enceinte réacteur (Qf60). En cas d'impossibilité de mesurer le Qf60, il est obligatoire de poser l'évènement de groupe 1 (EPP6) avec repli sous trois jours.

La DT indique que le SEXTEN a été indisponible pour défaillance matériel du 22 mars 2020 au 27 mars 2020. Vos représentants ont informé les inspecteurs que dans ce cas, conformément aux préconisations de vos services centraux, les CNPE peuvent réaliser le calcul du Qf60 par d'autres moyens.

**Demande B-14. Je vous demande de me transmettre les paramètres utilisés dans ce cas, leurs valeurs, et le calcul réalisé du taux de fuite du bâtiment réacteur lors de l'indisponibilité du SEXTEN. Je vous demande également de me transmettre le courrier de vos services centraux autorisant ce mode de calcul.**

La DT 00458449 concernant la bache 4REA062BA indique qu'une erreur de 4 m<sup>3</sup> a été constatée lors du remplissage de la bache sur le capteur 4REA007MN.

La DT a été ouverte en 2017 et la DT est toujours ouverte à ce jour.

Entre le 4 décembre 2017 et le 4 février 2020, date du passage de la DT au statut « traité » (les OT de résolution ont normalement été lancés), il n'y a eu aucune action sur cette DT.

Le capteur 4REA007MN avait été étalonné en 2017 avant le constat de l'écart (en juin) et était fonctionnel.

En décembre 2018, une comparaison avec le 2<sup>ème</sup> capteur de la bache a été réalisée sans constater d'écart. Vos représentants n'ont pas pu expliquer pourquoi la DT n'avait pas été close à ce moment-là.

---

<sup>7</sup> GCT-C : système de contournement turbine au condenseur

La DT n'indique pas non plus les valeurs mesurées sur le capteur redondant. Globalement, les informations reportée dans la DT sont lacunaires et ne permettent pas à postériori de comprendre la problématique et les actions qui ont été mises en œuvre.

**Demande B-15. Je vous demande de mettre à jour la DT avec les informations nécessaires pour comprendre les faits observés et préciser les actions entreprises. Je vous demande également de m'expliquer pourquoi la DT est restée inactive pendant plus de 3 ans.**

### **Contrôle vibratoire des pompes des circuit CFI/SEC et RIS**

Paluel a transmis les rapports de mesure du contrôle de vibrations réalisé sur certaines pompes CFI/SEC et RIS MP/BP depuis le 12 mars 2020.

Dans le cadre des EP sur ces pompes, le service conduite déclenche des contrôles vibratoires selon des fréquences définies.

Vos représentants ont précisé que ces contrôles vibratoires ne faisaient pas l'objet d'un suivi de tendance. Le service électromécanique, à chaque contrôle vibratoire, réalise une comparaison avec les valeurs mesurées lors du contrôle précédent et lancent des investigations lorsque les vibrations se rapprochent du seuil du critère B de l'EP concerné.

Vos représentants ont acté l'intérêt théorique de réaliser un suivi de tendance mais ont précisé que le logiciel de suivi des mesures de vibrations (oneprod) ne le permet pas et qu'ils ne disposent pas des ressources pour les réaliser par ailleurs.

Les inspecteurs ont fait remarquer que le CNPE prenait ainsi sciemment le risque de dépasser un critère B lors des EP. En effet, dans le cas de cinétique d'évolution rapide, le seuil du critère B pourrait être atteint entre 2 EP.

**Demande B-16. Je vous demande de me faire par de votre analyse et de votre positionnement sur la nécessité de mettre en œuvre un suivi de tendance sur les contrôles vibratoires des pompes des circuits CFI, SEC et RIS.**

### **Fonctionnement de la FIS en période de confinement**

La FIS a en charge la réalisation de contrôles et de vérifications dans le cadre du dispositif de contrôle de sûreté mis en œuvre au niveau du parc par la direction de la production nucléaire d'EDF.

Ce contrôle se matérialise par des audits approfondis et par des vérifications « flash ».

D'après vos représentants, aucun audit approfondi n'était prévu avant le mois de juin 2020.

Après la réunion téléphonique, la FIS a précisé par écrit que 8 vérifications « flash » avaient été réalisées depuis le début du confinement, à la date du 16 avril 2020.

La réponse de la FIS ne permet cependant pas d'expliquer clairement si le volume habituel de vérifications « flash » a pu être maintenu.

**Demande B-17. Je vous demande de me transmettre le programme d'audit prévu, avant le confinement, par la FIS pour la période du 12 mars au 31 mai et de faire l'analyse comparative avec le programme réellement réalisé.**

## **C Observations**

**Analyse des causes organisationnelles de l'évènement significatif environnement relatif à une vidange incontrôlée d'acide sulfurique**

**C-1.** Vous avez déclaré le 7 avril un ESE relatif à une vidange incontrôlée d'acide sulfurique. Dans le cadre de l'inspection à distance sur l'organisation du CNPE en période de confinement, les inspecteurs ont échangé avec vos représentants quant à l'impact de l'organisation temporaire mise en place, sur les causes de l'évènement.

Le CNPE affirme que les problèmes d'organisation détectés étaient présents avant le confinement.

La réalité de l'impact du confinement sur l'organisation du service environnement n'étant pas évident pour les inspecteurs, ces derniers n'ont pas retenu de demande spécifique dans la présente lettre de suite.

Le compte rendu d'évènement qui doit être transmis à l'ASN dans les 2 mois sera analysé et les mesures prises par le CNPE seront évaluées dans le cadre de l'instruction de l'évènement.

### **Organisation mise en œuvre dans le cadre du confinement**

**C-2.** Les inspecteurs ont eu un échange avec des représentants de la FIS, du service conduite, du service électromécanique, du service automatisme et du service chaudronnerie/robinetterie à propos de l'organisation mise en œuvre sur le site lors du confinement. Le CNPE a identifié les activités indispensables pour la sûreté, la sécurité et la production (activités SSP) pendant la période du confinement et a suspendu toutes les autres. Pour tous les services, le CNPE a mis en œuvre un fonctionnement avec deux équipes complètement disjointes afin d'empêcher tout risque de contamination entre les équipes et a généralisé le télétravail pour tous les personnels dont la présence sur le CNPE n'était pas expressément requise au titre des activités SSP.

Certaines spécificités ont été mises en œuvre pour la FIS au niveau du fonctionnement des astreintes des ingénieurs sûreté et au niveau du service conduite avec un fonctionnement avec 5 équipes au lieu de 7, deux équipes étant maintenues hors du site pour pallier les risques éventuels de contamination au sein d'une équipe.

Les inspecteurs ont estimé que l'organisation présentée était fonctionnelle et bien mise en œuvre.

Les échanges avec les personnes présentes lors des réunions téléphoniques dans le cadre de l'inspection n'ont pas mis en avant de difficultés majeures à fonctionner selon cette organisation, ni montré de fatigue notable chez les personnels. Il apparaît cependant nécessaire de rester vigilant quant à la solidité de l'organisation et à son impact sur les personnels avec les reprises d'activités liées à la fin de l'arrêt du réacteur n° 2 et à la réparation de celui du réacteur n° 3.

### **Fonctionnement de la FIS**

**C-3.** Les inspecteurs ont réalisé un contrôle à distance sur l'organisation et les analyse de la FIS dans le cadre des confrontations réalisées chaque jour entre la FIS et le CE de chaque réacteur. Au travers des échanges réalisés, il apparaît que la FIS réalise un suivi adapté et apporte une vision pertinente et indépendante pour l'analyse des évènements.

### **Tenu des délais sur les engagements réglementaires du CNPE pendant le confinement**

**C-4.** Les inspecteurs ont demandé à recevoir la liste des engagements réglementaires pour lequel le CNPE de Paluel serait en retard ou risquait de l'être du fait du confinement.

Il n'y a pas d'alerte particulière sur ce sujet. La plupart des reports relèvent d'engagements par le CNPE consécutifs à des inspections ou évènements dont la date de réalisation ne relève pas de contraintes réglementaires strictes.

A noter cependant les points suivants, traités directement par des demandes génériques de dérogations ponctuelles :

- le retard probable de la réalisation des travaux sur les Diesel d'ultime secours faisant l'objet une prescription technique pour le 31/12/2020. Paluel n'est pas le seul CNPE concerné ;

- le dossier PNPE2037 concernant la modification de l'alimentation électrique des stations de surveillance des rejets et de prélèvements des aérosols.

Ainsi que le report:

- des contrôles des caissons de filtration iode DVK,
- du traitement des constats des ancrages des supports de gaines DVS,
- des contrôles et réparations des supports des gaines et des FI DVK, DVC et DEL,

mais selon des délais acceptables.



Sauf difficultés liées à la situation sanitaire actuelle, vous voudrez bien me faire part, sous deux mois, sauf mention spécifique indiquée dans le libellé de la demande, 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.

Dans le cas où il ne vous serait pas possible de respecter les délais de réponse précités, je vous demande de prendre l'attache de la division par messagerie (voir [www.asn.fr](http://www.asn.fr)) pour convenir d'un délai de réponse.

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 et conformément à l'article R. 596-5 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.

**Le chef de division,**

**signé**

**Adrien MANCHON**