



DIVISION DE LILLE

Montrouge, le 29 juin 2018

**CODEP-LIL-2018-032304**

Monsieur le Directeur du Centre  
Nucléaire de Production d'Electricité  
B.P. 149  
**59820 GRAVELINES**

**Objet : Contrôle des installations nucléaires de base**

CNPE de Gravelines – INB n° 96, 97 et 122

Inspection de revue n° **INSSN-LIL-2018-0297** du 14 au 18 mai 2018

Thème : "Management de la sûreté — Respect de la documentation de maintenance et d'exploitation"

**Référence :** Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, dit « arrêté INB »

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) fixées à l'article L. 592-21 du code de l'environnement relatives au contrôle des installations nucléaires de base, une inspection de revue a eu lieu du 14 au 18 mai 2018 sur le centre nucléaire de production d'électricité de Gravelines, sur le thème du management de la sûreté et du respect de la documentation de maintenance et d'exploitation. Une inspection inopinée de nuit a été conduite en salle de commande des réacteurs 1 et 2 lors de cette inspection de revue.

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

**Synthèse de l'inspection**

L'inspection de revue qui s'est déroulée du 14 au 18 mai 2018 concernait le management de la sûreté et le respect de la documentation de maintenance et d'exploitation sur l'ensemble du CNPE de Gravelines. Onze inspecteurs de l'ASN ainsi que neuf accompagnateurs de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) ont participé à cette inspection, qui a comporté une inspection inopinée en salles de commande des réacteurs 1 et 2 dans la nuit du 15 au 16 mai.

L'inspection s'est appuyée pour une large part sur les exigences de l'article 2.4.1 de l'arrêté INB, qui impose à l'exploitant de définir et de mettre en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

[www.asn.fr](http://www.asn.fr)

44, rue de Tournai • CS 40259 • 59019 Lille cedex  
Téléphone 03 20 13 65 65 • Fax 03 20 13 48 84

L'appréciation portée par l'équipe d'inspection à l'issue de cette semaine est globalement positive. L'inspection a permis de constater que le site était particulièrement dynamique dans la recherche et la mise en œuvre d'actions visant à améliorer ses pratiques, même s'il reste parfois des efforts à accomplir pour transcrire dans la réalité quotidienne certaines bonnes pratiques identifiées. Les inspecteurs ont en particulier noté la qualité des intervenants qu'ils ont rencontrés tout au long de la semaine ainsi que la réactivité apportée dans la prise en compte des écarts constatés par les inspecteurs.

L'état de certaines installations, notamment la station de pompage, doit amener l'exploitant à engager des actions allant largement au-delà des pratiques actuelles afin de garantir la conformité de ces installations au référentiel de sûreté, notamment la tenue au séisme. Les inspecteurs soulignent l'importance d'une contribution active de toutes les personnes travaillant sur site – agents EDF et prestataires – pour l'identification de tels défauts. Cette contribution n'est pas encore acquise.

## **Demandes d'actions correctives**

### **A. Conduite des installations**

#### **Consignes et instructions temporaires**

La note D5130 PR XXX CDT 0113 indice 14 relative à la gestion des documents provisoires des services Conduite précise les principes de gestion des consignes temporaires d'exploitation (CTE) et des instructions temporaires de conduite (ITC) ou de sûreté (ITS). Elle précise notamment qu'une copie des CTE est mise en place dans le classeur des ITC, CTE et ITS de la (ou les) salle(s) de commande concernée(s) et que les agents des équipes de quart les signent afin d'attester de leur prise en compte.

Les inspecteurs se sont attachés à vérifier, le 16 mai et pour les réacteurs 5 et 6, la gestion documentaire de ces consignes et instructions temporaires. Ils ont ainsi relevé que :

- certaines ITC (2018/00023 et 2017/00046) n'avaient pas été signées sur le réacteur n°5 alors que le même agent avait signé, le jour même, des ITC, différentes, du réacteur n°6 ;
- la liste des CTE/ITC/ITS placée dans le classeur disponible sur le réacteur n°5 n'était pas en adéquation avec les CTE/ITC/ITS effectivement présentes dans ce classeur (la CTE 2017/0012 était dans le classeur, mais pas sur la page de garde qui les liste, la CTE 2018/00007 était identifiée dans la liste mais n'était pas présente dans le classeur) ;
- la liste des CTE/ITC/ITS du 12 mai présente en tête de classeur n'était pas sous assurance qualité alors que plusieurs listes antérieures l'avaient été.

A l'évidence, un suivi plus rigoureux de ces consignes et instructions temporaires doit être assuré d'autant qu'il a déjà fait l'objet de remarques de l'ASN lors d'inspections précédentes.

**Demande A.1 : Je vous demande de prendre toutes les mesures qui s'imposent pour vous assurer du respect des dispositions que vous avez retenues pour la gestion des documents provisoires des services Conduite. Ces mesures viendront renforcer celles que vous avez prises suites aux remarques antérieures de l'ASN sur le même sujet et qui se sont manifestement révélées insuffisantes.**

**Vous me préciserez les actions engagées en ce sens.**

## Prévention du risque Séisme-Evénement en exploitation

Afin de répondre aux exigences de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base concernant notamment les agressions externes à prendre en considération dans la démonstration de sûreté nucléaire et qui comprennent notamment le séisme, la note référencée D5130 PA XXX VAI 10 02 indice 2 précise les règles retenues sur le site de Gravelines concernant la prévention du risque Séisme-Evénement en exploitation.

Les inspecteurs ont constaté, en inter-tranche 3/4, le 15 mai 2018, la présence de matériels (dont une fontaine à eau), non fixés au sol, susceptibles d'agresser les armoires associées à la détection incendie des groupes motopompes de ces deux réacteurs (3 et 4 JDT 201HC). Dans ce cas, la note susmentionnée demande la réalisation d'une analyse de risques et la mise en place de parades si le risque s'inscrit dans la durée (plus de 7 jours).

Les interlocuteurs des inspecteurs n'ont pas été en mesure de présenter une analyse de prise en compte du risque « séisme » concernant les potentiels couples « agresseur/agressé » présents en tranche 3/4 mais vous avez déplacé, de manière réactive, le matériel concerné.

Il s'avère donc nécessaire de sensibiliser vos équipes à l'identification du risque séisme événement lors de la mise en place de matériel mobile en salle de commande.

**Demande A.2 : Je vous demande de vous assurer que tout matériel mobile susceptible d'agresser un équipement important pour la protection des intérêts ou permettant la surveillance des installations fasse l'objet d'une prise en compte adaptée du risque « séisme » telle que décrite dans la note référencée D5130 PA XXX VAI 10 02 ind 2 du CNPE.**

**Vous me ferez part des actions déployées sur le sujet.**

## Evolutions documentaires de vos activités de lignage

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place par le CNPE pour la gestion des lignages et ont suivi la réalisation de deux activités de lignages sur le réacteur 3. La première activité concernait le lignage de la pompe d'appoint en eau et bore (REA) en vue de la mise en brassage du réservoir REA. La seconde activité avait pour objectif le lignage des pompes de refroidissement de la piscine de désactivation combustible (PTR) pour la mise en brassage du réservoir PTR.

Les inspecteurs ont tout d'abord assisté à l'opération dite de « pre-job briefing » où le chef d'exploitation délégué (CED) a présenté les opérations de lignage à effectuer et les risques associés aux agents devant réaliser les lignages. Les lignages étant considérés comme sensibles, ils présentaient des risques pour la sûreté qui ont bien été exposés aux agents par le CED. Les inspecteurs ont noté le déploiement du support intitulé « Dossier d'activité de lignage » (DAL) qui se veut être le support des documents de l'activité et qui contient notamment un guide au « pre-job briefing », le questionnement pour l'analyse de risques ainsi que les éléments pour le débriefing.

Cependant, les inspecteurs ont constaté que les DAL utilisés étaient imprimés sur des formats de documents de type A4, taille inadaptée à la lecture pratique du document.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que pour certaines activités de lignage la partie réservée à l'analyse de risque était pré-renseignée. Dans cet exemple, l'analyse de risques sûreté de l'activité REA pré-renseignée était cochée sur « non », alors que le risque pour la sûreté est clairement identifié. Il est ainsi apparu aux inspecteurs que le pré-renseignement des analyses de risques conduisait à une banalisation de la prise en compte du risque.

**Demande A.4 : Je vous demande de mener une analyse sur le pré-renseignement des analyses de risques dans les DAL au regard du risque de banalisation des ADR. Vous me donnerez les conclusions vos réflexions et des actions que vous mènerez le cas échéant.**

**Demande A.5 : Je vous demande de veiller à fournir aux intervenants des documents aux formats adaptés en veillant à la bonne ergonomie de l'utilisation des DAL.**

### **Cartographie dynamique des compétences des services Conduite à mettre en place**

Les inspecteurs se sont intéressés à la gestion des effectifs des services Conduite et ont vérifié par sondage la bonne tenue à jour du tableau de composition des équipes de quart. Bien que ce tableau de gestion des effectifs permette d'avoir une visibilité à moyen terme des effectifs, les inspecteurs ont constaté qu'il n'existait pas de cartographie dynamique des compétences. Les inspecteurs rappellent que cette exigence, figurant au paragraphe 5.2 de la note d'organisation générale et de management des services Conduite D5130 NO ORG03, permettrait d'avoir une vision d'ensemble des compétences des agents des services Conduite. Cette exigence figure par ailleurs dans le manuel qualité de la division de la production nucléaire d'EDF (exigence MMHF 140N), applicable aux CNPE.

**Demande A.6 : Je vous demande de mettre en place une cartographie dynamique des compétences des services Conduite et de prendre les dispositions organisationnelles pour sa tenue à jour. Vous me transmettez le résultat de cette mise à jour.**

### **Mise à jour de la note d'organisation des services Conduite**

Lors de l'inspection du 15 et 16 mai, vos représentants ont présenté l'organisation des services Conduite des réacteurs 1 à 6 du site. Les inspecteurs ont noté que l'organisation qualité des services Conduite a évolué pour répondre aux lacunes identifiées en 2017. Vos représentants ont notamment indiqué aux inspecteurs qu'un contrat d'objectifs commun aux deux services Conduite était désormais décliné. De plus, le regroupement des services Conduite dans les mêmes locaux, historiquement séparés géographiquement, apparaît comme étant une bonne pratique qui permettra de faciliter le partage et l'homogénéisation de pratiques au sein des services. Cependant, les inspecteurs ont consulté la note d'organisation des services Conduite et ont constaté que la réorganisation récente n'est pas décrite dans la note qualité décrivant le fonctionnement des services Conduite.

**Demande A.7 : Je vous demande de mettre à jour la note d'organisation des services Conduite en cohérence avec la réorganisation nouvellement définie. Vous me transmettez la note ainsi mise à jour.**

## **B. Gestion des modifications**

### **Application du référentiel national d'EDF**

Le 17 mai 2018, les inspecteurs ont examiné par sondage l'organisation mise en œuvre par le site pour assurer le bon déploiement des modifications matérielles et documentaires ainsi que le partage du retour d'expérience qui y est associé.

Au vu de cette inspection, les inspecteurs considèrent que ces activités pilotées par la structure commune (SCOM) sont gérées et réalisées de manière satisfaisante dans leur ensemble.

Les inspecteurs ont noté que cette structure était très bien intégrée au sein du CNPE, que tous les dossiers inspectés étaient remarquablement bien maîtrisés par les agents, de bonne facture avec une traçabilité dans la documentation de réalisation et notamment des rapports de fin d'intervention au niveau attendu.

Néanmoins, les inspecteurs ont constaté quelques axes d'amélioration :

- Le CNPE doit encore prendre la mesure du rôle et de l'importance de la « Design Authority » dans le processus modification ;
- Les modifications « locale-locale » doivent se limiter exclusivement aux matériels et équipements non importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement ;
- Les enquêtes terrain, notamment en phase travaux, restent à déployer pour prendre en compte au plus près de l'activité les spécificités de site ;
- La traçabilité du travail réalisé et la diffusion des analyses produites dans le traitement des événements participant au retour d'expérience restent à améliorer.

----

La note D5130 NO MOD 02 indice 12 relative à l'instruction d'une demande de modification locale décline pour le site de Gravelines le guide de l'ingénierie opérationnel (GIOp version du 1er novembre 2012). Ce guide définit trois processus d'instruction permettant de gérer de manière graduelle, en fonction des enjeux associés à une modification, l'importance de l'organisation déployée et notamment le niveau d'implication des services centraux. Afin de répartir les modifications dans ces différents processus, le guide définit trois catégories de modification. Par exemple, la catégorie 3 est réservée aux évolutions sur des matériels non importants pour la protection des intérêts. Cette catégorie est gérée par un processus en local sans implication des services centraux.

Les inspecteurs se sont attachés à vérifier que le domaine de définition de la catégorie 3 était respecté. Ils ont ainsi relevé que :

- La modification référencée PTGR 2538 relative à l'évolution des clapets coupe souffle a été classée en catégorie 3 alors même que celle-ci concerne un matériel classé EIPS. Ce classement par le CNPE ne respecte donc pas les catégories définies dans le guide.
- Le domaine de définition des modifications de catégorie 3 dans la note locale D5130 NO MOD 02 indice 12 n'est pas en cohérence avec celui du guide GIOp 2012. En effet, la note locale précise pour le domaine d'application de la catégorie 3 : « Système non-EIP ou système sans enjeu national » là où le guide national indique « Systèmes non IPS et sans enjeu national ». Le guide national est ainsi plus restrictif et ne permet pas qu'un système EIP sans enjeux nationaux soit modifié via le processus « locale-locale » (modification du type « PTGR », instruites et mises en œuvre localement)

**Demande A.8 : Je vous demande de mettre en cohérence vos notes d'organisation locales avec le guide national susmentionné.**

**Je vous demande de prendre toutes les mesures qui s'imposent pour garantir que les services d'ingénierie nationaux, qui portent la responsabilité de la conception des EIP, prennent en considération les dossiers du type « PTGR » concernant des EIP pour les modifications déployées ou en cours de déploiement.**

**Je vous demande de respecter votre référentiel national pour tous les dossiers dont le déploiement n'est pas initié à réception de la présente.**

**Vous me préciserez les actions engagées en ce sens.**

### **Contrôle de l'intégrité de la conception lors des modifications**

En 2016, la direction du parc nucléaire (DPN) a créé la « Design authority » (DesA) dont les missions sont déclinées suivant les deux finalités suivantes :

- Le contrôle de l'intégrité de la conception ;

- L'assistance auprès de la maîtrise d'ouvrage (DPN).

Les inspecteurs ont souhaité vérifier la bonne prise en compte, par le CNPE de Gravelines, du rôle et des responsabilités de cette structure sur les activités du CNPE.

Bien que la DesA semble connue par les différents acteurs du CNPE, les notes d'organisation interne examinées par les inspecteurs ne tiennent pas encore compte de l'existence de cette structure. Par ailleurs, certaines pratiques du CNPE (cf demande A8) semblent dégrader la connaissance par la DesA de l'état réel des installations et ainsi contrevenir à sa mission de contrôle de l'intégrité de la conception.

**Demande A.9 : Je vous demande de prendre la mesure du rôle et de la responsabilité de la Design authority, de faire évoluer vos pratiques en ce sens et de mettre à jour vos notes d'organisation.**

### **C. Organisation et suivi des arrêts de tranche**

Le 15 mai 2018, le thème de l'inspection portait sur l'organisation mise en œuvre par le site pour gérer les arrêts pour maintenance et rechargement des réacteurs. Après que le site a présenté son organisation, les inspecteurs ont fait un point sur les effectifs et les compétences des agents des services automatisme, machines tournantes, maintenance système fluide et maîtrise des arrêts pour les quatre années à venir. Ils ont examiné les points importants de la préparation des arrêts de réacteur de J – 6 mois avant le début d'arrêt jusqu'à la fin de l'arrêt. Suite à l'inspection du 19 décembre 2017, les inspecteurs ont vérifié que la gamme BG/COMSAT avait été modifiée afin de faire apparaître le contrôle des documents temporaires. Ils ont également examiné certains documents issus de l'arrêt du réacteur 4 du début de l'année 2018. Il s'agit notamment des évaluations et contrôles ultimes (ECU) et des contrôles gestionnaires associés suivants : ECU 21 rechargement combustible, ECU 33 passage au-dessus de 90°C et ECU 50 passage en régime de puissance.

Au vu de cette inspection, les inspecteurs estiment que le site effectue une bonne gestion des compétences des personnes EDF affectées au suivi des arrêts de réacteur, notamment pour le service automatisme (AUTO) qui dispose d'un logiciel spécifique permettant de suivre la formation individuelle de chaque agent au regard de l'objectif à atteindre pour les différentes compétences du service. Lors des arrêts de réacteurs, les reports ou suppressions d'une activité sont formalisés dans une « fiche de report » où figure notamment l'avis de la filière indépendante de sûreté. Toutefois, les inspecteurs considèrent que les documents nécessaires à la préparation des interventions doivent être transmis plus tôt aux sous-traitants et que les opérations de surveillance des prestataires doivent être mieux tracées dans le logiciel de suivi de la surveillance. De même les inspecteurs considèrent que les bilans gestionnaires (BG) et les commissions de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT) servant à se prononcer sur la disponibilité du matériel requis et sur la capacité à réaliser la levée des réserves associées pour engager un changement d'état du réacteur, doivent être considérés comme une activité importante pour la protection et devrait faire l'objet de contrôle adapté conformément aux exigences de l'arrêté INB.

### **Surveillance des documents et intervenants extérieurs**

L'article 2.2.2. – I. de l'arrêté du 7 février 2012 dispose que : « l'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance lui permettant de s'assurer :

- qu'ils appliquent sa politique mentionnée à l'article 2.3.1 et qui leur a été communiquée en application de l'article 2.3.2 ;
- que les opérations qu'ils réalisent, ou que les biens ou services qu'ils fournissent, respectent les exigences définies ;
- qu'ils respectent les dispositions mentionnées à l'article 2.2.1.

Cette surveillance est proportionnée à l'importance, pour la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, des activités réalisées. Elle est documentée dans les conditions fixées à l'article 2.5.6. Elle est exercée par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires. »

De même, la note NT 85/114 du 25 juillet 2013, relative aux prescriptions particulières à l'assurance qualité applicables aux relations entre EDF et ses fournisseurs de service dans les centrales nucléaires en exploitation précise que : « EDF exerce une surveillance sur les documents utilisés pour réaliser l'activité de maintenance.

Cette surveillance se traduit par la notification Vu Sans Observation (VSO), Vu Sans Observation Sous Réserve (VSO SR) ou Vu Avec Observation (VAO). Cette surveillance n'atténue en rien les obligations du Fournisseur. Les autres documents sont tenus à disposition d'EDF sur site pour consultation. A défaut d'exigences formalisées dans le CCTP, la mise à disposition des documents doit être réalisée à la réunion d'enclenchement si cette dernière est prévue au contrat, sinon au plus tard 21 jours avant le début de l'intervention, ou dans le délai fixé au contrat. ».

Interrogés sur la notification des documents, vos représentants ont indiqué que dans les faits elle intervenait plutôt entre la réunion d'enclenchement et la réunion de levée des préalables, voire même lors de la réunion de levée des préalables.

**Demande A.10 : Je vous demande de renforcer votre organisation de surveillance des documents des prestataires afin que votre notification portée sur les documents se fasse dans les délais repris dans la note nationale d'EDF NT85/114.**

La directive 116 relative à la surveillance des prestataires et à la mission des chargés de surveillance prévoit les dispositions suivantes en matière de formalisation des actions de surveillance : « Chaque action de surveillance et les constats associés sont tracés dans le programme de surveillance. ». Les programmes de surveillance sont repris dans le logiciel ARGOS. Toutefois les points d'arrêt présents dans les dossiers de suivi d'intervention, qui sont également des actions de surveillance, ne sont pas reportés dans ce logiciel.

**Demande A.11 : Je vous demande d'inclure dans le logiciel ARGOS les points d'arrêts notés dans les dossiers de suivi d'interventions.**

### **Bilans gestionnaires (BG) et les commissions de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT)**

Les inspecteurs ont examiné les évaluations et contrôles ultimes (ECU) et les contrôles gestionnaires associés (ECU 21 rechargement combustible, ECU 33 passage au-dessus de 90°C et ECU 50 passage en régime de puissance) de l'arrêt du réacteur 4 de 2018.

Des documents analysés, il ressort que :

- L'annexe V de la règle particulière de conduite pour les condamnations administratives joint à l'ECU 21 n'a pas fait l'objet d'un contrôle technique ;
- Dans l'ECU 21, la file CFI 002 TF est notée consignée alors que les deux files devaient être disponibles. Le bilan gestionnaire ne comporte pas d'information sur le traitement de cette situation.

Les ECU sont considérés comme des activités intéressant la protection (AIP), toutefois les bilans gestionnaires (BG) et les commissions de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT) servant à se prononcer sur la disponibilité du matériel requis et sur la capacité à réaliser la levée des réserves associées pour engager un changement d'état du réacteur ne sont pas considérés comme des AIP et ne font donc pas l'objet d'un contrôle technique.

**Demande A.12 : Je vous demande de compléter votre analyse sur l'identification des AIP sur les COMSAT et les BG et de disposer des éléments permettant de justifier la suffisance et la pertinence de votre identification.**

#### **D. Maintenance**

Le 17 mai 2018, les inspecteurs ont examiné certains points de l'organisation mise en œuvre par le site pour gérer la maintenance de ses installations. Ils ont notamment analysé le processus de traitement des demandes de travaux et ont ensuite demandé au site de leur présenter le programme d'amélioration de la fiabilité des matériels dit « AP913 ». Dans ce cadre, ils ont examiné en particulier le suivi des différents systèmes participant à la troisième barrière de confinement statique et dynamique des réacteurs, le suivi des vannes ASG 137 et 138 VV du circuit d'eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur et le suivi des vannes SEC 047 VE du circuit d'eau brute secourue. Ils se sont ensuite rendus sur le chantier de remplacement de la pompe 6 RCV 003 PO et ont visité le local où se trouve la pompe 7 RIS 11 PO.

A la lumière de cet examen, les inspecteurs considèrent que les mesures mises en œuvre par le CNPE pour la gestion de la maintenance de ses installations sont globalement satisfaisantes. Notamment, pour les systèmes examinés, ils ont noté une bonne animation du site dans la déclinaison du processus de maintenance AP 913 et une bonne réactivité dans la mise en place des mesures correctives et préventives suite aux bilans systèmes. Les demandes de travaux (DT), outre un suivi journalier, font également l'objet d'un suivi hebdomadaire afin de réduire le nombre de DT présentes sur l'ensemble des réacteurs. Toutefois, malgré ce suivi, certaines DT (par exemple celle relative au système d'aspersion enceinte du réacteur 1) datent de 2002. De même lors de la visite de terrain des écarts à certaines procédures organisationnelles et des anomalies matérielles ont été constatées.

#### **Remplacement de la pompe 6 RCV 003 PO**

Lors de la visite du chantier, les inspecteurs ont examiné le dossier de suivi d'intervention du remplacement de la pompe 6 RCV 003PO du système de contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire (RCV). Les indices des notes applicables pour cette intervention n'étaient pas reportés dans le dossier d'intervention. Toutefois les compléments ont été apportés lors de la visite. Par contre en examinant le compte-rendu de la réunion de levée des préalables de ce chantier, les inspecteurs ont constaté que cette réunion s'était tenue sans la présence du chargé de surveillance. Or, la directive interne d'EDF DI 116, relative à la surveillance des prestataires et aux missions de chargé de surveillance, prévoit que le chargé de surveillance pilote cette réunion.

**Demande A.13 : Je vous demande de prendre les mesures nécessaires afin que votre système de management intégré soit pleinement connu et respecté et que les chargés de surveillance soient présents et pilotent les réunions de levée des préalables.**

**Vous me ferez part des actions déployées sur le sujet.**

#### **Fuite sur la pompe 7 RIS 11 PO**

Lors de la visite du local de la pompe 7 RIS 11 PO, les inspecteurs ont constaté une fuite sur cette pompe. La conduite à tenir, en application des règles générales d'exploitation, était appliquée avec notamment un contrôle régulier du débit de fuite. Toutefois, les inspecteurs ont également remarqué sur un manomètre qu'une pression de 155 bars était indiquée. Compte tenu de l'endroit où est connecté cet appareil, cette pression lue est anormale et témoigne sans doute de fuites au niveau de clapets antiretours. Cette pompe servant également à la réalisation de l'épreuve hydraulique du réacteur 6 qui était prévue courant juin 2018, la fuite et l'inétanchéité de certains clapets peuvent remettre en cause l'épreuve hydraulique réalisée en présence des inspecteurs de l'ASN, comme l'historique des épreuves hydrauliques du circuit primaire le rappelle.

**Demande A.14 : Je vous demande d'indiquer si la pression affichée sur le manomètre (7 RIS 041 LP) situé sur la ligne de refoulement de la pompe est liée à une inétanchéité d'organes d'isolement du circuit primaire. Dans ce cas, je vous demande d'en réaliser les remises en état nécessaires.**



Dans le cas où il s'agirait d'une indication liée à la technologie ou à une indication erronée de ce manomètre, je vous demande de justifier son adéquation avec les exigences d'exploitation (lecture de la pression instantanée sur la ligne de refoulement, voire de mémorisation de la pression maximale atteinte), notamment lors de la réalisation des essais périodiques.

Enfin, je vous demande d'indiquer le traitement prévu pour résorber la fuite externe en eau de la pompe 7 RIS 011 PO.

#### **E. Circuit primaire principal (CPP)/circuit secondaire principal (CSP)**

L'inspection sur le CNPE de Gravelines du 17 mai 2018 concernait le sous-thème des circuits primaire et secondaire (CPP/CSP).

L'inspection s'est centrée sur l'examen de la surveillance d'EDF/UTO<sup>1</sup> du chantier de manchonnage des tubes GV du réacteur n°6, du stockage des générateurs de vapeur de remplacement (GVR) destinés au réacteur n°5, des contrôles réalisés sur l'état des tuyauteries d'échappement du système VVP et de la conservation des générateurs de vapeur (GV) et du poste d'eau lors des arrêts de réacteurs.

Les inspecteurs ont constaté que les opérations de manchonnage se déroulaient de manière satisfaisante. A ce stade de l'intervention, il n'y a pas eu d'aléa significatif et peu d'écarts ont été détectés.

Les inspecteurs ont noté que la surveillance d'EDF/UTO s'était améliorée par rapport à l'intervention précédente sur le réacteur 5 du CNPE de Gravelines en 2017. Le programme de surveillance est apparu bien documenté et justifié et les remarques de l'ASN formulées lors de cette précédente intervention ont toutes été bien intégrées.

Les inspecteurs ont relevé également que les contrôles de l'état des tuyauteries d'échappement des soupapes du système VVP étaient correctement réalisés et tracés.

Les inspecteurs ont relevé que la surveillance exercée par EDF sur les contrôles périodiques des conditions de stockage des générateurs de vapeur de remplacement (GVR) menées par le fabricant n'était pas suffisante.

Enfin, les inspecteurs ont noté que le CNPE ne respectait pas entièrement le document standard des spécifications chimiques de conservation des matériels à l'arrêt du circuit eau-vapeur qui permet de répondre aux exigences de l'article 11 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation des circuits primaire et secondaire (CPP/CSP).

#### **Modalités de stockage des générateurs de vapeur de remplacement**

Les inspecteurs ont examiné la surveillance exercée par EDF sur le stockage « longue durée » des générateurs de vapeur de remplacement (GVR) destinés au réacteur n°5.

Conformément au courrier référencé D455617252886 du 21 juillet 2017, la surveillance des contrôles périodiques ayant pour objectif de vérifier la non-dégradation des GVR a été confiée à l'Equipe Commune du CNPE. Ces contrôles périodiques sont réalisés par le fabricant. Le courrier précise également qu'un interlocuteur en charge de la surveillance doit être désigné. L'interlocuteur est bien désigné et était présent le jour de l'inspection.

La note référencée TMXSRP/NGV0007 indice C du 17/01/17 et décrivant les modalités de stockage des GVR prévoit que si l'accès à toutes les surfaces externes du GV n'est pas possible, ce dernier devra être sorti du local pour effectuer (sous 15 à 21 mois) le contrôle des parties non visibles. L'exploitant a précisé que les parties

---

<sup>1</sup> EDF UTO est un service national d'EDF spécialisé dans les activités de maintenance

supérieures n'étaient pas contrôlées par le fabricant.

Les GVR étant stockés dans le local depuis avril 2017, les inspecteurs ont appelé l'attention du CNPE sur le délai maximal de 21 mois pour réaliser le contrôle des zones inaccessibles (parties supérieures des GVR). Les inspecteurs ont noté que ce point de contrôle en cas de zones inaccessibles n'avait manifestement pas été identifié ni par le fabricant ni par l'Equipe Commune du site.

Les inspecteurs ont souhaité savoir si des non-conformités ou des anomalies avaient été détectées lors des contrôles périodiques. Une fiche de non-conformité (FNC) référencée 17GR026 et datée du 16/11/17 leur a été présentée relative à un manque sur au moins un boulon de vernis pelable qui est un revêtement provisoire destiné à empêcher la corrosion des parties externes des GVR.

La note référencée TMXSRP/NGV0007 précise qu'en d'anomalie détectée, elle doit être signalée dans les plus brefs délais au fabricant. Au jour de l'inspection, aucune date de réparation n'était encore fixée.

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont mis en évidence deux égratignures sur le GVR 1 et la présence de zones jugées discutables de couleur marron sur le vernis pelable des deux GVR entreposés. Il a été précisé aux inspecteurs que ces zones auraient été vues par le fabricant mais sans préciser la date de détection de cet écart ni fournir de document l'attestant.

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé dans le bâtiment de stockage des GVR des entreposages de caisses de matériels manifestement liés aux GVR et au moins pour l'une d'elles un dépassement de la date limite d'entreposage définie (ex : 4 mai 2018). Les inspecteurs ont également relevé qu'une de ces caisses était en écart d'étanchéité car en partie ouverte sur le dessus.

Des pièces de type « tape de trou d'homme » sont également entreposées dans le local sous conditionnement plastique sans documentation ni affichage. Pour l'une d'elles, le plastique était déchiré et l'état de la pièce présentait des traces de corrosion. Il n'a pas pu être précisé aux inspecteurs si ces pièces étaient destinées au RGV ou non.

Les inspecteurs ont noté qu'aucune spécification ne portait sur l'hygrométrie du local d'entreposage.

Les inspecteurs ont examiné le risque incendie lié à ce local. L'étude du risque incendie a été fournie (Note d'étude de référencée 2017-169A-HT). Cette étude considère l'entreposage de bois comme une charge transitoire (page 12/18 de la note d'étude) et n'en tient donc pas compte dans l'estimation du risque.

Pour la classe de source d'allumage, l'étude ne retient que le dysfonctionnement de l'éclairage alors que des aérothermes seront présents plus de 18 mois. Les inspecteurs considèrent que le classement du local en « risque faible » n'est pas satisfaisant et qu'il est probablement en « risque modéré » si on tient compte du temps de fonctionnement des aérothermes et de la réelle charge calorifique présente dans le bâtiment.

Enfin, les inspecteurs ont relevé que l'affichage « chantier » BEGV/RGV dans l'alvéole centrale n'identifiait ni le risque électrique ni de risque d'incendie malgré la présence d'aérothermes électriques et de caisses en bois.

Au vu des différents constats relevés par les inspecteurs, ces derniers considèrent que la surveillance exercée par EDF sur le stockage des générateurs de vapeur de remplacement n'est pas suffisante.

**Demande A.15 : Je vous demande de vous assurer que les opérations réalisées par le fabricant des GVR respectent les exigences définies conformément à l'article 2.2.2 du chapitre II du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.**

## **Conservation des GV et du poste lors des arrêts de réacteurs**

Les inspecteurs ont contrôlé les modalités de conservation des générateurs de vapeur (GV) et du poste d'eau pendant les arrêts de réacteur ainsi que les mouvements d'eau effectués dans les GV pendant les arrêts des réacteurs 4 et 6 en 2018.

L'exploitant a indiqué que le séchage des équipements se fait par la ventilation du système SAT (circuit d'air de travail) et par la pose de déshydrateurs dans les capacités lorsqu'elles sont ouvertes pour visite de maintenance. Il a précisé que la mise en place de déshydrateurs est très efficace et lui permet de pallier la ventilation insuffisante du système SAT.

Les modalités de conservation et les critères à respecter sont précisés dans «le document standard des spécifications chimiques de conservation des matériels à l'arrêt pour les REP (EDECME110669 indice A)». Ce document permet de répondre aux exigences de l'article 11 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du CPP et des CSP.

Lors des phases pendant lesquelles les GV sont vides, l'exploitant a indiqué aux inspecteurs ne pas faire de mesure d'hygrométrie. De même, lors des phases pendant lesquelles les GV sont en eau (dégazée), l'exploitant n'effectue aucune injection d'hydrazine sauf lors du dernier remplissage avant redémarrage. Les inspecteurs ont noté que ce conditionnement final à l'hydrazine avant chauffe semble donner des valeurs très hétérogènes entre les différents GV du fait de l'absence de brassage.

**Au regard de ces pratiques, les inspecteurs ont donc relevé que l'exploitant ne respecte pas entièrement les spécifications chimiques pour la conservation sèche ou humide des GV.**

Les inspecteurs ont demandé à examiner les relevés de température et d'hygrométrie pour le poste d'eau lors des arrêts des réacteurs 4 et 6 de l'année 2018. De manière récurrente, lors d'un arrêt court (type ASR), les relevés d'hygrométrie pour un certain nombre de capacités restent supérieurs à la valeur limite pendant plusieurs jours, voire pendant toute la durée de l'arrêt. De même, pour un arrêt plus long (type VP ou VD), les résultats sont hors critères au début de l'arrêt et ne commencent à être conformes aux valeurs limites qu'après trois semaines environ.

L'exploitant a précisé que lors des arrêts courts, il n'y a aucune ouverture de capacités. Aucun déshydrateur n'est donc installé permettant de sécher rapidement les équipements. L'exploitant ne souhaite pas non plus, au vu de la durée de l'arrêt, ouvrir spécialement une capacité pour installer un déshydrateur. Pour un arrêt plus long, avec ouverture de capacités, les déshydrateurs sont mis en place pour pallier la ventilation insuffisante du système SAT.

Les inspecteurs considèrent donc que l'exploitant ne respecte pas entièrement, au travers de sa doctrine, l'article 11 de l'arrêté du 10 novembre 1999 pour prévenir, et à défaut limiter les dommages par corrosion de ces équipements.

**Demande A.16 : Je vous demande, au regard des risques liés à la corrosion, de prendre toute disposition nécessaire afin de vous assurer de l'adéquation des procédés utilisés pour le conditionnement à l'arrêt des GV et du poste d'eau conformément à l'article 11 de l'arrêté du 10 novembre 1999.**

### **F. Management de la sûreté**

Le 16 mai 2018, les inspecteurs ont examiné par sondage l'organisation mise en œuvre par le site pour le management de la sûreté. Dans un premier temps, les inspecteurs ont examiné le suivi du plan d'action d'amélioration associé au diagnostic annuel de sûreté. Puis, les inspecteurs ont examiné l'exploitation faite par le

CNPE des événements intéressant la sûreté. Enfin, les inspecteurs ont examiné le processus décisionnel mis en œuvre lorsque les services opérationnels sont en désaccord avec la filière indépendante de sûreté du site ainsi que la prise en compte de ses recommandations.

Au vu de cette inspection, les inspecteurs considèrent que l'organisation mise en œuvre par le site pour le management de la sûreté est globalement satisfaisante. Les inspecteurs considèrent que la gestion des événements intéressant la sûreté est bonne. Néanmoins, les inspecteurs ont relevé un taux d'écoute de la filière indépendante de sûreté très bas en cas de désaccord avec le chef d'exploitation et ont mis en avant des pistes d'amélioration et de renforcement du pilotage de certains plans d'action du CNPE visant à améliorer la rigueur d'exploitation.

### **Suivi du plan d'action relatif à la mise en configuration et au lignage des circuits**

Les inspecteurs ont examiné le suivi du plan d'action défini en 2018 relatif à la mise en configuration et au lignage des circuits dans les installations. En effet, en 2017, le CNPE a déclaré à l'ASN douze événements significatifs qui concernaient ces lignages et pour 2018, le plan d'action d'amélioration associé au diagnostic annuel du site comporte un thème relatif au renforcement de la rigueur de ces opérations.

Les inspecteurs ont examiné les indicateurs du thème « lignage des circuits dans les installations » et leur suivi pour vérifier leur adéquation avec la dernière prescription de l'article 2.4.1 de l'arrêté INB. Les inspecteurs ont relevé que seul le pilote de l'action a pu exposer ces indicateurs de manière complète, ce qui traduit, selon les inspecteurs, une mutualisation perfectible au sein des deux services Conduite.

Les inspecteurs ont également relevé que dans le contenu de la revue opérationnelle mensuelle dédiée au suivi de ces indicateurs, différents paramètres n'avaient pas été définis. Au jour de l'inspection, une liste provisoire de lignages dits sensibles, car à enjeux de sûreté, était définie mais restait encore à valider et ce au regard d'une liste nationale de lignages sensibles. Au jour de l'inspection, il n'était donc pas encore possible de vérifier si la liste du CNPE avait été enrichie, ou non, du retour d'expérience local et notamment de celui lié aux événements significatifs déclarés par le site. Par ailleurs, les services Conduite ont élaboré environ trois cents dossiers de lignages sensibles mais le suivi de l'action n'était pas assorti d'un inventaire ou d'une cible chiffrée pour la constitution de ces dossiers de lignages. Le pilote de l'action a répondu aux inspecteurs qu'il ne devait manquer à ce stade qu'une quinzaine de dossiers de lignages sensibles.

**Demande A.17 : Je vous demande de compléter les indicateurs du thème « lignage des circuits dans les installations » du plan d'action d'amélioration associé au diagnostic annuel du site en vue de renforcer la déclinaison effective des actions.**

Parmi la déclinaison des actions opérationnelles liées au thème « lignage des circuits dans les installations » figure la réalisation de visites managériales de terrain (VMT) ciblées sur ces actions. L'attendu de ces visites est que l'encadrement des différentes équipes des deux services Conduite examine concrètement la mise en œuvre des activités de lignage et des pratiques de fiabilisation, notamment. Les inspecteurs ont relevé que le suivi de ces VMT montre, qu'au jour de l'inspection et pour l'année 2018, plusieurs équipes de conduite n'avaient pas encore commencé ces VMT. Les inspecteurs jugent cette situation en retrait des attendus de la dernière prescription de l'article 2.4.1 de l'arrêté INB d'autant qu'ils ont eu l'occasion de relever quelques écarts dans le contrôle par sondage des dossiers d'activité lignage (voir également les demandes A.4 et A.5).

**Demande A.18 : Je vous demande de poursuivre, voire de renforcer, l'effort engagé en matière de pilotage des VMT ciblées sur le thème « lignage des circuits dans les installations » en vue de garantir une homogénéité d'action au sein des différentes équipes des services Conduite.**

## **G. Gestion de la source froide**

Le 16 mai 2018, les inspecteurs ont examiné par sondage l'organisation mise en œuvre par le CNPE pour la surveillance, l'exploitation et la maintenance de la source froide. Les inspecteurs considèrent que le pilotage de la source froide par l'exploitant permet d'avoir une vision satisfaisante des activités à mener pour améliorer la fiabilité de celle-ci. Ils ont notamment constaté la mise en œuvre de plusieurs chantiers visant à résorber des écarts et des constats connus. Ils considèrent néanmoins que l'exploitant doit veiller à caractériser dans des délais raisonnables certaines dégradations de l'installation susceptibles d'avoir un impact sur les intérêts protégés.

Les inspecteurs considèrent que la qualification de certains équipements est susceptible d'être remise en cause que ce soit par la mauvaise intégration de prescriptions de maintenance ou par l'état de certains matériels et de leurs supportages.

Par ailleurs, l'analyse des dossiers de maintenance et de suivi des interventions conduit les inspecteurs à considérer que les dispositions relevant de la surveillance des intervenants extérieurs ne sont pas strictement respectées.

### **Maintien de la qualification des matériels aux conditions accidentelles**

L'article 2.5.1 de l'arrêté INB prévoit 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. »

L'article 2.5.2. de l'arrêté INB prévoit que « les activités importantes pour la protection sont réalisées selon des modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori.»

L'article 2.6.1 de l'arrêté INB prévoit que « l'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation... ».

A cet égard, les inspecteurs se sont attachés à s'assurer de la bonne mise en œuvre des prescriptions de maintenance concernant les éléments importants pour la protection des intérêts protégés (EIP) et notamment des matériels concourant à la filtration de l'eau brute (CFI). Ils ont ainsi contrôlé les dispositions prises pour la mise en œuvre des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) et pour l'intégration de prescriptions issues du référentiel de maintien de la qualification (RPMQ).

Les inspecteurs n'ont pas pu acquérir la certitude, sur la base des dossiers consultés, que les activités de maintenance mises en œuvre sur les pompes CFI 001 à 004 PO reprennent de façon exhaustive les activités prévues par le référentiel de maintenance de ces pompes. Notamment, il n'est pas possible de s'assurer a posteriori, comme prévu par l'article 2.5.2 de l'arrêté INB, que l'ensemble des activités de maintenance pour les visites de type 2 et 3, citées au §8 du PB900-CFI-01, est effectivement mis en œuvre sur les pompes CFI 001 à 004 PO en tranche 5 et 6.

En effet, l'évolution de l'indice 2 de la fiche M2-028 du RPMQ date du 30 avril 2014. Dans la note technique en référence NT 15014-BVEA indice 1, il est indiqué que cette fiche est intégrée depuis le 4 novembre 2015 (pour une butée d'intégration au 24 septembre 2014). Or, il a été constaté que le contenu de la visite de type 2 de

décembre 2015 sur la pompe 5 CFI 003PO n'intégrait pas les nouvelles prescriptions du RPMQ introduites par le nouvel indice de la fiche M2-028.

Par ailleurs lors de la visite sur le terrain, les inspecteurs ont constaté que la fixation des moteurs des pompes 5CFI 002 & 004 PO sur leur support moteur n'était pas homogène, laissant penser que la nouvelle prescription à ce sujet, issue de l'indiquage de la fiche M2-028, n'était pas mise en œuvre au moins sur l'un des deux moteurs.

Lors de la visite sur le terrain des stations de pompage des réacteurs 2 et 5, il a été constaté que les supportages des organes d'isolement CFI 001 à 004VC étaient corrodés. Les inspecteurs ont également constaté des dégradations des massifs en béton et des plaques de base des ancrages des pompes 5CFI 002 et 004 PO. Il s'avère que ces matériels sont qualifiés aux conditions accidentelles (MQCA) et en l'occurrence doivent rester fonctionnels après séisme. Les inspecteurs considèrent que les dégradations observées sont fortement susceptibles de remettre en cause la qualification de ces matériels.

Selon votre référentiel RPMQ PALIER CP1 CP2 - ETAT LOT VD3 en référence D4550.32-12/8485, « la propreté des matériels qualifiés et de leur environnement sont des éléments importants pour la tenue de ces matériels aux conditions accidentelles » et « la nocivité de toute dégradation, même mineure, d'un matériel qualifié doit être analysée selon le processus de traitement des écarts ». Or, ce n'était pas le cas.

**Demande A.19 : En application des articles 2.5.1, 2.5.2 et 2.6.1 de l'arrêté INB, je vous demande de veiller au maintien de la qualification des matériels qualifiés aux conditions accidentelles, notamment par l'intégration des prescriptions de maintenance, avec des moyens et des dispositions permettant de s'en assurer et par la détection et le traitement des écarts.**

L'article 2.6.2 de l'arrêté INB dispose 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 ;
- s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;
- si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre ».

**Demande A.20 : Pour chacun des constats cités ci-dessus je vous demande de mettre en œuvre un traitement conforme aux dispositions de l'article 2.6.2 de l'arrêté INB susmentionné.**

#### **Surveillance des intervenants extérieurs**

Les dispositions prises pour exercer la surveillance des intervenants extérieurs au titre des articles 2.2.1 et suivants de l'arrêté INB sont décrites dans la Directive DI116 d'EDF, notamment complétée par les « prescriptions particulières à l'assurance qualité applicables aux relations entre EDF et ses fournisseurs de service dans les centrales nucléaires en exploitation » issues de la note d'EDF en référence NT 85/114.

Les inspecteurs ont examiné les dispositions prises à cet égard concernant les « contrôles innovants » mis en œuvre sur les portions de tuyauteries en acier revêtu du système alimentation en eau brute secouru (SEC). Au travers de l'examen des rapports de fin d'intervention de la société en charge des contrôles, ils ont constaté :

- le non-respect de la levée des points d'arrêt dans les documents de suivi d'intervention (DSI), contrairement aux dispositions prévues au §4.2. de la DI116 ;
- l'absence de visa sans observation (VSO) sur les DSI et la liste des documents applicables, contrairement aux dispositions prévues au §4.6.4. de la NT 85/114 ;

- que le résultat des contrôles n'était pas validé par un agent ayant le niveau de qualification requis (COFREND ET de niveau 3) d'après les spécifications de contrôle du procédé. Ce point n'a pas été vérifié au moment de la réunion de levée des préalables comme prévu par le §4.2.2. de la NT 85/114.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté l'absence de VSO dans les analyses de risque sûreté, sécurité, radioprotection et environnement dans les rapports de fin d'intervention des interventions de remplacement des robinets 2 CFI 002 et 004 VC, contrairement aux dispositions prévues au §4.6.4 de la NT 85/114.

**Demande A.21 : Je vous demande de veiller à exercer sur les intervenants extérieurs une surveillance permettant de vous assurer qu'ils appliquent votre politique en matière de protection des intérêts et que les opérations qu'ils réalisent ou les biens qu'ils fournissent respectent les exigences définies.**

**Demande A.22 : Conformément aux spécifications du procédé de contrôle par courants de Foucault mis en œuvre sur les tuyauteries SEC en acier revêtu, que vous avez validées, je vous demande de faire valider le résultat des contrôles par un opérateur certifié COFREND ET de niveau 3.**

#### **H. Intégration du référentiel/Retour d'expérience**

Le 15 mai 2018, les inspecteurs ont examiné l'organisation du site en matière d'intégration du prescriptif national, d'origine réglementaire ou interne à EDF, ainsi que la façon dont le site assurait le traitement du retour d'expérience interne et externe. Le suivi et la répartition de l'intégration documentaire sont apparus très solides. L'intégration du retour d'expérience (REX) externe, dont le REX international, est apparue très performante, avec un souci affiché d'intégrer les enseignements tirés d'événements survenus sur d'autres installations, y compris de conception différente de Gravelines. La mise en responsabilité des personnes chargées de l'animation de la politique d'amélioration continue (PACman) assure une prise en compte du REX au plus près du terrain.

#### **Analyse de l'efficacité et revue périodique des actions correctives**

Lorsqu'un écart est constaté, il est tracé, analysé puis traité dans le cadre d'un plan d'action. Le « guide du PAC » D4550.14-02/1573 indice 0 impose, en parfaite cohérence avec les exigences du chapitre VII de l'arrêté INB, la réalisation d'une analyse de l'efficacité des actions correctives engagées, ainsi qu'une revue périodique des actions correctives. Le site ne procède actuellement à aucune de ces deux actions.

**Demande A.23 : Je vous demande de mettre en place un système d'analyse de l'efficacité des actions correctives mises en œuvre dans le cadre d'un PAC, et de procéder périodiquement à une revue de ces actions correctives.**

#### **Règle relative au port du dosimètre passif en zone surveillée**

Lors d'un déplacement sur le terrain, les inspecteurs ont constaté la présence d'une personne en conversation au sein d'une zone surveillée alors qu'elle ne portait pas de dosimètre passif. L'article R.4451-62 du code du travail dispose que « chaque travailleur appelé à exécuter une opération en zone surveillée, en zone contrôlée ou sur les lieux de travail des établissements mentionnés au deuxième alinéa de l'article R. 4451-2 fait l'objet d'un suivi dosimétrique adapté au mode d'exposition ... lorsque l'exposition est externe, le suivi dosimétrique est assuré par des mesures individuelles, appelées dosimétrie passive ». S'il peut être admis, pour des contraintes spatiales, un passage sans port de dosimètre au travers d'une zone surveillée sans activité à y conduire, le temps de séjour au sein d'une zone surveillée (avec ou sans port de dosimètre) doit être le plus court possible.

**Demande A.24 : Je vous demande de sensibiliser à nouveau les intervenants sur site sur le respect des règles relatives au port du dosimètre passif en zone surveillée et, plus généralement, sur le respect des bonnes pratiques de radioprotection, parmi lesquelles figure la limitation du temps de séjour.**

## **I – Etat général des installations**

Le 17 mai 2018, les inspecteurs ont examiné par sondage l'organisation mise en œuvre par le site pour identifier, caractériser et traiter les écarts relatifs à l'état des installations, notamment dans le cadre de la démarche « Maintenir un état exemplaire des installations » (MEEI). Au vu de cette inspection, les inspecteurs considèrent que le plan d'actions mis en œuvre pour revenir à un état « bon » des installations commence à porter ses fruits même si il n'a pas encore gommé une certaine forme d'accoutumance aux écarts. Les inspecteurs ont noté la bonne reprise en main du processus MEEI avec utilisation d'une application locale (GCA) multi-spécialités (dont le principe devrait être généralisé sur le parc selon ce qui a été annoncé aux inspecteurs) offrant l'avantage de limiter le nombre d'outils utilisés pour le traitement de tels écarts. La visite de la laverie a permis de constater son bon état général, la mise en déchets immédiate des tenues contaminées retirées en amont des portiques de contrôle C1 est une bonne pratique, tout comme la mise en œuvre de valeurs limites de contamination du linge en sortie de laverie inférieures au référentiel national EDF.

Les inspecteurs ont réalisé une visite de quelques installations en, et hors, zone contrôlée : station de pompage du réacteur 5, séparateur d'huile 9 SEH, bâtiment des chaudières auxiliaires XCA et station de déminéralisation le matin, puis la laverie et une galerie sous bâtiments à proximité l'après-midi. Lors de la visite du matin, ils ont identifié 17 écarts leur paraissant relever d'une identification et d'un traitement au travers de l'un des outils mis en place par le site.

On peut citer à titre d'exemples :

- Ce qui pourrait s'apparenter à un boudin filtrant, flottant sur la caisse à huile du séparateur 9 SEH ;
- Des matériels stockés sous l'escalier du bâtiment des chaudières auxiliaires XCA liés à deux chantiers qui devaient en théorie se terminer le 24 août 2017 et le 24 février 2018 ;
- Un système de récupération de fuite inefficace car non raccordé au niveau -4.65m de la station de déminéralisation ;
- Un réseau incendie armé (RIA) et des extincteurs rendus inaccessibles du fait de la pose d'un échafaudage à la station de pompage près du robinet 6 JPP 910 VE ;
- Un chantier de démontage d'une armoire électrique non finalisé au sous-sol de la laverie.

Parmi ces 17 écarts, 9 n'étaient identifiés dans aucune de vos bases de données bien qu'ils aient été constatés sur des cheminements notamment empruntés par les agents de conduite réalisant leurs rondes d'observation, à chaque quart ou chaque jour en fonction des installations.

Pour les 8 identifiés dans vos bases de données, les remarques suivantes peuvent être formulées :

- Les écarts ne sont pas tous caractérisés avec une échéance de correction et la définition éventuelle de mesures palliatives dans l'attente de la correction effective de l'écart ;
- La description de l'écart n'est pas toujours pertinente : par exemple, au sous-sol de la station de déminéralisation, l'écart signalé est une rétention pleine à vidanger alors que la cause réelle de l'écart est un tuyau de reprise de fuite débranché ;
- Il n'a pas encore été mis en place d'organisation robuste veillant au respect, ou au report justifié, des échéances définies pour la correction des écarts : exemple du chantier mal replié depuis le 24 août 2017 au bâtiment XCA ; demande de travaux DT 420031 ouverte le 29/08/2017 en priorité 3 (échéance de traitement entre 2 et 12 semaines) et non traitée le jour de l'inspection.

**Demande A.25 : Je vous demande de veiller au respect des exigences du chapitre VI de l'arrêté INB relatives à l'identification et au traitement des écarts.**

Le site a fait le choix de ne pas repérer localement les écarts identifiés et saisis dans l'outil GCA, en dehors du cas particulier des fuites.



**Demande A.26 :** Sans remettre en cause votre choix, je vous demande de réfléchir à l'intérêt d'identifier localement les écarts « pris en charge » par la pose d'un repère, macaron, etc., notamment lors de la phase transitoire de gommage de l'accoutumance aux écarts.

## Demandes d'informations complémentaires

### A. Conduite des installations

#### **Mesures compensatoires lors de l'indisponibilité de l'évaporateur d'effluents liquides 7 TEP 001 EV**

Les inspecteurs ont constaté que le CNPE ne dispose que d'un évaporateur sur la paire de tranches 5/6 (l'autre évaporateur, 7 TEP 001 EV, étant indisponible depuis au moins un an). Le site ne possède aucune autre disposition compensatoire que celle de l'utilisation d'un évaporateur mobile. Il convient donc de traiter cet écart avant d'être obligé d'utiliser un réservoir de santé (réservoir S) en cas de cumul de défaillance.

**Demande B.1 :** Je vous demande de me préciser les actions engagées pour retrouver la disponibilité de l'évaporateur 7 TEP 001 EV afin d'éviter, en cas de cumul de défaillance, l'utilisation de réservoirs pour effluents qu'il convient de n'utiliser que pour des motifs de sûreté nucléaire, de maîtrise de l'impact ou des nuisances ou de radioprotection (réservoirs S).

**Vous me préciserez par ailleurs quelles sont les mesures compensatoires disponibles sur le site lorsque l'évaporateur mobile est déjà utilisé sur un réacteur.**

#### **Conditions de réalisation d'un essai périodique**

Les inspecteurs ont pu suivre, le 16 mai, un essai périodique KHY 020 (contrôle d'asservissement des vannes REN) qui était mis en œuvre pour la première fois par l'équipe de quart. Ils ont relevé diverses difficultés concernant notamment :

- la mise en œuvre de la gamme, plusieurs actions étant requises pendant un chronométrage,
- la situation initiale requise (deux tranches en puissance) ayant nécessité une adaptation du fait de l'arrêt du réacteur n°6,

Il convient de prendre des dispositions pour veiller à une planification adaptée des essais périodiques notamment lors d'un essai nouvellement mis en œuvre qui nécessite une bonne appropriation par les intervenants.

**Demande B.2 :** Je vous demande de m'indiquer les dispositions de planification prises pour assurer la mise en œuvre de l'essai périodique du contrôle d'asservissement de fermeture des vannes des circuits d'échantillonnage associées au système de détection d'hydrogène.

Lors de la ronde extérieure suivie pour partie par les inspecteurs le 16 mai, il a été relevé diverses anomalies :

- câble électrique ballant entouré de scotch en station de pompage ;
- des fiches de chantier aux dates dépassées (parfois de près d'un mois) ;
- une fiche d'entreposage incomplète en W117 ;
- un extincteur dont la date de dernier contrôle annuel semblait remonter à avril 2016 ;
- des accès demandés fermés et trouvés ouverts (porte 5 JSM 283 PD, portillon d'accès au bâtiment des stations de pompage ;
- Une DI historique (2011) toujours affichée sur la turbopompe 5ASG 003PO ;

- Un chantier 5LHP/LHQ partiellement balisé ;
- Un saut de zone peu ergonomique (entre L101 et L108).

Vous avez pu, le lendemain, démontrer à l'ASN que ces écarts avaient bien été enregistrés par l'exploitant sous forme de demande de travaux (DT) ou de constats, ce qui relève d'une bonne pratique.

Les inspecteurs ont cependant relevé une réduction très sensible des écarts relevés au cours de la fin de cette ronde, après le départ des inspecteurs, alors que plusieurs locaux restaient à vérifier.

**Demande B.3 : Je vous demande de m'indiquer les écarts relevés par l'agent de terrain en charge de la ronde extérieur du quart de l'après-midi du 16 mai 2018 après le départ des inspecteurs (donc autres que ceux listés ci-dessus).**

**Vous me préciserez par ailleurs les suites données à ces écarts.**

#### **Modalité d'application des fiches de manœuvres de réalisation de lignages**

Lors de la réalisation des lignages suivis par les inspecteurs, les agents n'ont pas strictement respecté l'ordre de manipulation des vannes indiqué dans la fiche de manœuvre. Ils ont procédé d'abord à la fermeture de tous les organes et ensuite à l'ouverture des organes concernés. Ils ont indiqué aux inspecteurs que le respect de la chronologie de la fiche de manœuvre n'était pas obligatoire et ne présentait pas d'impact sur la sûreté et la sécurité.

**Demande B.4 : Je vous demande de m'indiquer si les fiches de manœuvre relatives aux lignages doivent obligatoirement être effectuées dans l'ordre chronologique. Dans le cas où certains lignages doivent suivre l'ordre chronologique de la fiche de manœuvre et d'autres pour lesquels ce n'est pas le cas, je vous demande d'indiquer la précision adéquate dans la fiche de manœuvre.**

#### **Nettoyage de traces de bore cristallisé**

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont constaté la présence de traces de bore sèches à deux endroits différents :

- dans le local repéré NA213 du réacteur 3 au niveau du presse étoupe de la pompe repérée 3 REA 003 PO ;
- dans le local du bâtiment combustible du réacteur 4, au niveau d'un bouchon radio à proximité de la vanne 4 PTR 156 VB.

La présence de bore cristallisé sur ces équipements indique que l'origine des fuites est ancienne. Elles n'ont cependant pas été identifiées par les agents des services Conduite qui effectuent des rondes régulières dans ces locaux. Les inspecteurs s'interrogent, en cohérence avec les observations ayant conduit à la demande A.25, sur l'attitude interrogative et la remontée des constats terrains. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que des demandes de travaux avaient été engagées pour nettoyer le bore identifié à la suite des observations des inspecteurs.

**Demande B.5 : Je vous demande de me tenir informé du résultat des actions de nettoyage du bore engagées dans les locaux précités.**

#### **Chemins de câbles électriques surchargés**

Lors de la visite du bâtiment combustible du réacteur 4 à -8,5 m dans le local K056, les inspecteurs ont relevé la présence de chemins de câbles permettant le passage de câbles électriques dont les câbles dépassent nettement de la hauteur de la goulotte, à la suite de modifications. De tels chemins de câbles surchargés ne pourraient vraisemblablement plus assurer leur tenue mécanique en cas de séisme majoré de sécurité.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser aux inspecteurs si des études justifiant la tenue mécanique des chemins de câble et des supports et ancrages associés avaient été réalisées.

**Demande B.6 : Je vous demande d'apporter la justification de l'acceptabilité des chemins de câbles surchargés à la suite de modifications et de m'indiquer si elle est conforme aux exigences définies des équipements associés notamment en termes de tenue au séisme majorée de sécurité. Le cas échéant, vous effectuerez la remise en conformité des écarts constatés.**

#### **Réalisation des « pre-job briefings »**

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que toutes les activités de lignage ne font pas l'objet de l'opération préparatoire dénommée « pre-job briefing ». Seules les activités de lignage sensibles feraient ainsi l'objet de manière systématique de l'opération de « pre-job briefing ».

**Demande B.7 : Je vous demande de vous positionner sur l'intérêt de réaliser, à chaque activité de lignage, une opération de « pre-job briefing ».**

### **B. Gestion des modifications**

Les inspecteurs ont constaté que la structure commune modification (SCOM) du site de Gravelines n'a pas la charge de la réalisation des modifications de maîtrise d'œuvre UTO ou UNIE. Bien que cette pratique soit en cohérence avec le manuel qualité des équipes communes, les inspecteurs s'interrogent sur l'organisation pratique déployée pour instruire et réaliser ces modifications.

**Demande B.8 : Je vous demande de me préciser l'organisation mise en œuvre par le CNPE pour gérer les activités de travaux et de requalifications des modifications de maîtrise d'œuvre UTO ou UNIE.**

**Vous me détaillerez par ailleurs les étapes du cycle de vie suivies par ces modifications de maîtrise d'œuvre UTO ou UNIE. J'attends un niveau de détail équivalent à ce qui est décrit dans votre guide « e-GIOP », dans le cas où ces étapes seraient différentes.**

### **C. Maintenance**

#### **Gestion des demandes de travaux**

Lors de l'examen de votre organisation mise en place pour le traitement des demandes de travaux (DT), les inspecteurs se sont intéressés aux DT de priorité 1 (délai de traitement de 24 h). Ils ont examiné certaines DT de niveau 1, vues comme étant en retard de traitement. Les exemples pris étaient un transformateur d'évacuation d'énergie du réacteur 2, une fuite du circuit de refroidissement du stator du réacteur 2 et le dysfonctionnement de l'agitateur de la bûche de lait de chaux de la station de déminéralisation. Des actions avaient été engagées pour résoudre les problèmes rencontrés, toutefois certaines pièces étaient en commande ou des vérifications restaient à faire pour permettre de clore ces demandes.

En examinant les DT les plus en retard, les inspecteurs ont constaté que deux demandes, relatives à l'absence de freinage entre le support de la pompe d'aspersion enceinte du réacteur 1 et le génie civil découverte en 2002, ne seraient traitées qu'en 2021, lors de la quatrième visite décennale. Ces demandes de travaux auraient pu être traitées en 2011, lors de la troisième visite décennale du réacteur.

**Demande B.9 :** Je vous demande de me fournir les justifications de ce report de traitement des demandes de travaux susvisés et de me fournir l'analyse de risque correspondante.

#### **D. Circuit primaire principal/Circuit secondaire principal**

##### **Stockage des générateurs de vapeur de remplacement**

**Demande B.10 :** Je vous demande de me transmettre les résultats des contrôles des parties supérieures des GVR (classées inaccessibles) lorsque ceux-ci auront été réalisés par le fabricant.

**Demande B.11 :** Je vous demande de m'informer rapidement de la réalisation de la retouche par film inhibiteur de corrosion au niveau des boulons et de me transmettre la FNC 17GR026 mise à jour.

**Demande B.12 :** Je vous demande de caractériser les égratignures et les zones de couleur marron vues sur le vernis des GVR, de me transmettre les éventuelles FNC associées en précisant les actions correctives mises en œuvre.

**Demande B.13 :** Je vous demande de m'indiquer la nature exacte des pièces de type « tape de trou d'homme » présentes dans le local et de me préciser si elles sont destinées au futur remplacement des générateurs de vapeur.

De manière générale, je vous demande de vérifier l'entreposage des matériels en caisses dans le bâtiment des GVR en termes d'adéquation de durée maximale définie, du couple de critères thermiques et hygrométriques et enfin de statuer sur l'écart relatif à la caisse dont l'étanchéité semble rompue en partie haute.

**Demande B.14 :** Je vous demande de me transmettre la justification du classement en « risque faible » du local vis-à-vis du risque incendie.

**Demande B.15 :** Je vous demande de mettre à jour l'affichage « chantier » BEGV/RGV dans l'alvéole centrale du local.

#### **E. Management de la sûreté**

##### **Taux de suivi de la filière indépendante de sûreté**

En vue de définir un bilan de l'état de sûreté des réacteurs et de déterminer s'il est nécessaire de prendre des mesures pour maîtriser l'état de sûreté à court terme, une confrontation entre un chef d'exploitation de quart et un ingénieur sûreté est réalisée quotidiennement. Ceci constitue une ligne de défense importante en matière de respect des exigences de sûreté et de détection et d'analyse d'écarts.

En cas de désaccord entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté sur un point à enjeu sûreté, il est prévu que ce dernier alerte le représentant de la Direction d'astreinte pour qu'il écoute les argumentaires des deux parties et prenne ensuite une décision. Cette décision, appelée également « arbitrage », doit faire l'objet d'une formalisation, avec la position des trois personnes impliquées. En fonction de la complexité de la situation, de sa compréhension et de sa maîtrise de la problématique, le responsable Direction peut soit prendre une décision, soit mettre en œuvre une organisation locale pour décliner le processus de la Prise de Décision Opérationnelle.

La Direction du Parc Nucléaire (DPN) d'EDF a mis en place en 2013 un indicateur relatif à l'écoute de la filière indépendante de sûreté (FIS), qui concerne notamment les « arbitrages temps réel » rendus par la direction d'un site en cas de désaccords entre chef d'exploitation et ingénieur sûreté sur la conduite à adopter à la suite de la détection d'un écart sur un réacteur, hors champ des déclarations d'événements significatifs à l'ASN. Cet indicateur, qui doit permettre aux CNPE d'analyser ces situations « arbitrages temps réel », fait l'objet d'un échange annuel entre la Direction de la DPN et le Directeur du CNPE.

Les inspecteurs ont souligné le fait qu'en 2017, l'avis de la FIS n'avait été suivi par le représentant de la Direction d'astreinte que dans 14 % des cas « arbitrages temps réel ». En 2018, et pour les quatre premiers mois de l'année

où 11 arbitrages ont été rendus, la position de la FIS n'a jamais été suivie. Après contrôle par sondage, les inspecteurs ont noté que l'enregistrement des deux argumentaires et de la prise de décision opérationnelle était bien réalisé. Les représentants d'EDF ont par ailleurs indiqué mener des revues différées de ces arbitrages en vue d'examiner « à froid » le retour d'expérience et avoir considéré que les décisions opérationnelles prises avaient été confortées lors de ces revues.

Les inspecteurs considèrent cependant qu'en ce qui concerne l'indicateur sur le suivi en temps réel de la FIS, le taux réellement atteint et l'écart important avec l'objectif fixé par EDF posent question. Ils ont également noté que pour l'année 2017, les « arbitrages temps réel » ont notamment concerné les sujets suivants :

- disponibilité de la source froide,
- utilisation de la notion de doute à terme,
- requalification fonctionnelle d'un équipement après fortuit ou maintenance.

**Demande B.16 : Je vous demande de m'indiquer les conclusions de l'échange annuel avec la Direction de la DPN à propos des « arbitrages temps réel » et du taux de suivi de la filière indépendante de sûreté. Par ailleurs, je vous demande de m'indiquer votre analyse sur les arbitrages relatifs aux trois sujets précités.**

#### **F. Gestion de la source froide**

Les inspecteurs ont examiné les RFI des « contrôles innovants » mis en œuvre sur les portions de tuyauteries en acier revêtu du système alimentation en eau brut secouru (SEC). Lors de ces contrôles, vous avez périodiquement informé la division de Lille du résultat de ceux-ci et notamment par courrier du 12 janvier 2018 en référence LTRL/FLGL/SC/2018/001 concernant le contrôle des voies SEC des tranches 1 et 4. Dans ce document vous indiquez que « les contrôles réalisés n'ont pas mis en évidence de phénomène de corrosion cavernieuse en peau interne du tronçon T21 » mais qu'une « zone présentant une perte d'épaisseur en peau externe au niveau de l'intrados de la partie coudée de dimension 200x215mm a été détectée ». Vous précisez également que cette zone fera l'objet d'un contrôle par ultrasons.

Les inspecteurs ont constaté que le rapport de fin d'intervention de la société chargée du contrôle ne mentionnait pas l'existence de cette zone et ont cherché à connaître les dispositions prises pour traiter cet écart. Ils ont constaté qu'une analyse mécanique en référence D450718002078 datée du 1er février 2018 avait été rédigée. Cependant aucun plan d'actions (PA) n'avait été ouvert conformément à votre note en référence D5130NOEEE01 relative à détection et au traitement des écarts. A l'issue de la présente inspection de revue, le PA 99929 a été ouvert le 18/05/2018 et transmis à l'ASN.

**Demande B.17 : Je vous demande de m'indiquer les raisons pour lesquelles le constat de perte d'épaisseur mentionné ci-dessus n'apparaît pas explicitement dans le RFI de l'entreprise en charge du contrôle.**

**Demande B.18 : Je vous demande de m'indiquer les raisons pour lesquelles aucun PA n'avait été ouvert à l'issue de ce constat comme demandé par votre note cité ci-dessus.**

## **G. Intégration du référentiel et gestion du retour d'expérience**

### **Suivi des constats lors d'une modification d'outil informatique**

L'outil informatique utilisé pour le suivi des constats a changé en février 2017 (migration de l'outil TECT vers l'outil GCA). Cette migration a nécessité un transfert manuel des constats antérieurs non soldés. Les inspecteurs n'ont pas pu acquérir la certitude que tous les constats antérieurs non soldés avaient bien été transférés dans la nouvelle application GCA.

**Demande B.19 : Je vous demande de me confirmer que tous les constats non soldés présents dans l'application TECT en février 2017 ont bien été transférés dans l'application GCA.**

### **Gestion des documents prescrits**

L'intégration du prescriptif national interne à EDF doit être assurée dans des délais qui sont fixés par les services centraux d'EDF. Les inspecteurs n'ont pas pu se faire présenter la façon dont la structure palier d'EDF était informée par le CNPE de Gravelines en cas de retard d'intégration du prescriptif, sachant que la note de processus élémentaire n° D5130 PE8 REF 01 indice 4 du 28/04/2017 relative aux modalités d'intégration et de gestion des documents prescrits externes au CNPE de Gravelines dispose que seul le « *taux d'intégration* » est transmis mensuellement à la structure palier SP 900.

**Demande B.20 : Je vous demande de me préciser comment le niveau national d'EDF est informé, de manière opérationnelle, des retards d'intégration du prescriptif par rapport aux exigences qu'il a prescrites.**

## **H. Etat général des installations**

Les inspecteurs ont constaté la présence de déchets métalliques dans le sous-sol de la laverie, liés à la rénovation de celle-ci intervenue plusieurs mois auparavant. Vous avez indiqué que votre bâtiment auxiliaire de conditionnement des déchets (BAC) était dimensionné pour 4 réacteurs et non 6, expliquant l'absence à Gravelines d'atelier de découpe des déchets au BAC et vous obligeant à profiter d'ateliers provisoires installés en zone contrôlée, notamment lors des arrêts de réacteurs, pour y réaliser ces opérations.

Les inspecteurs ont par ailleurs constaté la présence, dans le sous-sol de la laverie, d'aires grillagées destinées à l'entreposage de matériels et déchets d'autres services du CNPE, sans aucun lien avec les activités exercées à la laverie. Ces aires grillagées ne figurent pas au rapport de sûreté de la laverie ; les inspecteurs ont noté que vous aviez néanmoins réalisé une étude de risque incendie (ERI) en 2015 démontrant l'acceptabilité de ces aires, du seul point de vue du risque incendie. Le niveau d'encombrement mais également l'état de propreté de ces aires ne correspondent plus aux conditions dans lesquelles l'ERI a été réalisée et étayée par des photos figurant au dossier.

**Demande B.21 : Je vous demande de me fournir l'échéancier de mise en place d'un atelier de découpe pérenne des déchets à l'atelier chaud.**

**Demande B.22 : Je vous demande de vous positionner sur les conditions de maintien des aires grillagées au sous-sol de la laverie : réalisation d'une analyse de risque globale (allant au-delà du seul risque incendie), analyse du cadre réglementaire (FACR), ou dépôt d'un dossier de demande de modification « article 26 ».**

## **Observations**

C.1. Les inspecteurs ont bien noté qu'une fuite en eau avait été identifiée sur l'accumulateur RIS n°2 du réacteur n°4. Au regard des spécifications techniques d'exploitation associées à ce matériel (niveau et pression), cet éventuel écart doit être rapidement confirmé et corrigé le cas échéant. Ce point devra donc faire l'objet d'une information régulière de l'ASN.

C.2. L'analyse d'un « presque arrêt automatique de réacteur » lié à une anomalie sur le circuit d'alimentation en air SAR montre que la cause profonde est liée à un fusible défaillant. Ce type de fusible a déjà été à l'origine de discontinuités liées à des problèmes de porte-fusibles. Pourtant, aucune action particulière n'a été préconisée (ni d'action imposée par le niveau national suite à l'information qui leur a été faite). Ce type d'écart aurait sans doute pu mériter une réflexion plus approfondie (contrôle d'autres fusibles, identification des fusibles sur des matériels à risque d'AAR...). Les inspecteurs ont cependant noté la rédaction d'un constat PAQ de catégorie 4.

C.3. Dans le cadre du contrôle de la cohérence « cahier de quart / information disponible » les inspecteurs ont relevé que le contrôle d'écart entre les concentrations en bore du pressuriseur et du circuit primaire (exigence : moins de 50 ppm d'écart) du 9 mai n'était pas renseigné dans le cahier de quart.

C.4. Le chapitre relatif à la justification des STE rappelle qu'il convient de privilégier la conduite en automatique du groupe des grappes de contrôle de régulation de température (groupe R) afin de se prémunir de situations inacceptables susceptibles de survenir en moins de 2 minutes. Un rappel de cette règle est également présent dans le « guide de maîtrise de la réactivité » disponible en salle de commande.

Dans ces conditions, les inspecteurs regrettent que le passage en manuel des groupes R ne fasse pas l'objet d'un enregistrement.

C.5. Lors du contrôle, par sondage, des condamnations administratives (CA), les inspecteurs ont relevé qu'une CA avait été levée temporairement et partiellement mais pendant tout l'arrêt du réacteur n°6. Si la gestion de cette situation est apparue rigoureuse, cette pratique, si elle se développait, tendrait à banaliser un risque de dégradation de la sûreté (en l'occurrence de dilution d'eau borée).

C.6. Les inspecteurs ont relevé la présence, depuis le 15 mai 2018, de l'alarme 5DCA002AA en salle de commande du réacteur n°5. Cette alarme est associée à un problème d'indisponibilité complète des capteurs de souffle présents sur la digue protégeant ce réacteur. Le signal délivré par ces capteurs doit permettre la fermeture de divers clapets de ventilation anti-souffle (DCA) en cas d'explosion à l'extérieur du site.

Vous avez précisé que pour éviter une fermeture intempestive desdits clapets, le signal généré par les capteurs avait été shunté, ces mêmes clapets étant susceptibles de se fermer seuls en cas d'une surpression. Ce dernier point est effectivement identifié dans le rapport de sûreté lot VD3 du CNPE de Gravelines (en son point 5.2 relatif au dispositif de base adopté, notamment).

Il n'en reste pas moins que la protection en télécommande est également identifiée dans le RDS comme totale, le temps de fermeture étant inférieur au temps de propagation de l'onde entre le détecteur et les clapets concernés.

Dans ces conditions, il n'apparaît pas judicieux de maintenir hors service le système d'asservissement automatique prévu à la conception.

C.7 Les modifications de maîtrise d'œuvre DIPDE ou CNEPE sont conçues sur un état documentaire et matériel théorique et spécifique à un palier de réacteur. Pour assurer le recollement à l'état réel de chaque réacteur, des enquêtes site sont prévues aux différentes phases du développement d'une modification.

Ces enquêtes ont notamment pour objectif :

- d'identifier les difficultés logistiques d'intégration ;
- d'identifier les potentielles adaptations techniques.

Les inspecteurs ont constaté sur certains dossiers contrôlés que ces enquêtes n'étaient pas réalisées ou réalisées partiellement.

Bien que l'organisation actuelle d'EDF ne systématise pas la réalisation de ces enquêtes, les inspecteurs considèrent que celles-ci, notamment en phase travaux, sont primordiales pour prendre en compte les spécificités de site et adapter les dossiers de réalisation en amont de leur mise en œuvre.

C.8 Certains matériels ou équipements importants pour la protection des intérêts concernés par des modifications ne sont pas testés par des essais périodiques. Dans ce cas, la requalification de ceux-ci est essentielle.

Les inspecteurs considèrent qu'une attention particulière devrait être portée sur la requalification de ces matériels ou équipements.

C.9 Vous avez récemment rencontré une défaillance matérielle sur un système modifié sur la tranche 5 (PNPP 1371 – modification des barrières thermiques du groupe motopompe primaire) impliquant l'application du document d'orientation et de stabilisation (DOS). Vous avez de manière très réactive questionné le lien entre cette défaillance et la modification PNPP 1371, et réalisé l'analyse associée. Cependant, les documents portant l'analyse du retour d'expérience de cet événement ne font nullement référence au questionnement et à l'analyse évoqués ci-dessus.

Les inspecteurs considèrent comme nécessaire de tracer dans les différents documents de REX l'exhaustivité des questionnements et analyses produits.

C.10 Les inspecteurs ont examiné les modalités d'enregistrement des événements intéressant la sûreté dans la base de données dénommée SAPHIR. Ce contrôle par sondage a mis en évidence le fait que plusieurs fiches SAPHIR ont été identifiées comme manquantes. L'exploitant a, suite à ces remarques, créé dans la base SAPHIR les trois fiches manquantes.

C.11 Les inspecteurs ont examiné à diverses reprises la structuration et la tenue à jour de différents fichiers de type tableur utilisés par le service SSQ (sûreté qualité) pour suivre les audits, les vérifications, les arbitrages FIS – filière opérationnelles et calculer de nombreux indicateurs utilisés dans le système de management de la qualité. A cette occasion les inspecteurs ont fait remarquer que plusieurs fichiers différents mentionnaient les mêmes actions et n'étaient pas tous mis à jour, que des cellules de calcul n'étaient pas en mode verrouillé et une erreur (100% contre 0%) a même été identifiée par les inspecteurs dans un des fichiers de calcul des indicateurs. Les inspecteurs considèrent donc que le service SSQ gagnerait à simplifier et rationaliser l'usage de ses différents fichiers de type tableur, à sécuriser les parties de fichiers dédiées au calcul et à verrouiller les parties de fichiers déjà saisies.

C.12 Les inspecteurs ont pris note que, sur la question délicate du taux de suivi des positions de la filière indépendante de sûreté, vous demanderiez un focus spécifique lors du prochain audit interne du CNPE.

C.13 Les inspecteurs ont constaté que le revêtement composite de la zone de dépotage d'acide sulfurique (2HP0203FW) était dégradé et fissuré sur au moins une couche. Ils ont noté que cette dégradation n'avait pas d'impact immédiat sur la fonctionnalité de la rétention compte tenu de la conception de cette dernière et que cette rétention allait être réparée.

C.14 Les inspecteurs ont constaté sur le réacteur n°5 la présence d'une corrosion active des brides situées sur les deux voies à l'aménée des coudes des tronçons SEC.



C.15 Plusieurs interlocuteurs des inspecteurs ont indiqué ne pas être à l'aise avec les fonctionnalités offertes par le nouvel outil informatique SDIN. Ce manque d'aisance se traduit, dans certains cas, par un défaut de retranscription, dans l'outil informatique, des actions engagées pour répondre à un plan d'action.

C.16 Les inspecteurs ont constaté que le pilotage à haut niveau du sous-processus MP8 (« Technique ») est assuré par le suivi d'indicateurs quantitatifs. L'inspection a montré qu'il serait utile que le management procède par moments à des « coups de sonde » pour observer l'état réel des actions retranscrites par les indicateurs de suivi. A titre d'exemple, partant d'un plan d'action en retard d'exécution, dont le service désigné responsable n'avait même pas accepté la prise en charge, les inspecteurs ont remonté la liste des responsables du plan d'action et ont découvert que l'agent en charge du dossier avait réalisé une bonne partie des gestes techniques attendus mais ne connaissait pas les gestes attendus de sa part en termes de gestion administrative du dossier dans le SDIN.

C.17 Les notes d'organisation du site devront être mises à jour pour intégrer la périodicité réelle de tenue des réunions IPIP.

C.18 Les inspecteurs ont pris note, avec satisfaction, du fait que l'outil de suivi des constats (GCA) serait désormais utilisé pour gérer les observations faites par les inspecteurs qui ne figurent pas dans les lettres de suite.

C.19 La gestion du retour d'expérience (REX) est aujourd'hui principalement fondée sur les conséquences induites par un événement, et peu sur les causes profondes, ce qui prive d'un moyen de détecter d'éventuels signaux faibles. Un effort devrait être fait pour renforcer la prise en compte de l'analyse des causes profondes dans la gestion du REX.

C.20 Dans le même ordre d'idée, le CNPE ne procède pas à des ré-analyses périodiques des constats permettant d'identifier d'éventuelles tendances.

C.21 Le CNPE devra vérifier la conformité des installations de stockage du fioul des groupes électrogènes de secours vis-à-vis de la réglementation. Les inspecteurs ont pris note du fait qu'un audit spécifique avait été demandé à un cabinet spécialisé.

C.22 Les inspecteurs ont bien noté que les tenues de zone contrôlée détectées contaminées en amont des portiques de détection C1 étaient considérées comme des déchets. La non-admission de ces tenues fortement contaminées à la laverie contribue notamment à l'amélioration des caractéristiques du linge en sortie de laverie avec des seuils limites de contamination fortement abaissés par rapport au référentiel national EDF.

C.23 Lors de l'inspection inopinée de nuit en salle de commande des tranches 1-2, les inspecteurs ont constaté qu'une voie de l'enregistreur 1RCP403EN ne fonctionnait pas (voie associée au capteur 1RCP333MT) et qu'une autre voie de cet enregistreur présentait une défaillance de la LED indiquant la voie en cours d'écriture. Ces cumuls de petites défaillances réduisent la capacité des opérateurs à détecter une dérive dans la température du palier supérieur du moteur de la motopompe primaire n°3, alors même qu'un événement de groupe 2 était posé pour une indisponibilité de la détection incendie de la motopompe primaire n°2. Les alarmes restaient disponibles, tout comme le suivi au KIT. Deux demandes de travaux ont été initiées par l'équipe de conduite suite aux observations des inspecteurs.

C.24 Les inspecteurs ont souhaité vérifier, le 16 mai 2018, les confrontations chef d'exploitation(CE)/Ingénieur sûreté (IS) des mois de février et mars 2017 sur les réacteurs 5 et 6.

Si les éléments de réponses et justifications ont pu être fournis pour la grande majorité des interrogations des inspecteurs, la confrontation du 5 février concernant la présence de boues tritiées et marquées au cobalt autour d'un puisard SEK présentes dans la rétention des bâches SEK/KER dite « 0KER Ouest » avait soulevé des remarques de la part de l'ASN.

Vous supposez que la contamination de cette zone, initialement classée en zone de production de déchets conventionnels, est liée à la réalisation de travaux sur des tuyauteries d'effluents qui ont eu lieu dans la zone. Les inspecteurs ont relevé qu'alors que le guide technique EDF d'application de la DI100 pour les événements

concernant l'environnement classe ce type d'écart comme un événement important pour l'environnement (EIE7), vous avez retenu une atténuation du critère en considérant la contamination comme non en profondeur et non prolongée.

Cette atténuation n'a pas été validée par vos services centraux et n'est pas partagée par l'ASN. En conséquence, cet écart relève bien d'un EIE 7 qu'il convenait de déclarer à l'ASN. Cette déclaration a été effectuée le 28 mai 2018.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant les points ci-dessus dans un délai qui n'excédera pas trois mois. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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.

**L'inspecteur en chef de l'ASN**

*Signé par*

**Christophe QUINTIN**

