

Référence courrier : CODEP-CMX-2023-005547

Montrouge, le 27 janvier 2023

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Penly
BP 854
76 370 NEUVILLE-LES-DIEPPE**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Penly
Inspection n° INSSN-CAE-2022-0174 du 28 novembre au 2 décembre 2022.
Management de la sûreté/maintenance/conduite des installations/gestion des écarts/modifications

Références :

[1] - Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V.

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 de revue a eu lieu du 28 novembre au 2 décembre 2022 sur le CNPE de Penly (INB n°136 et 140) sur les thèmes du management de la sûreté, de la conduite normale des installations, de la qualité de maintenance, de la gestion et du traitement des écarts de conformité et de la gestion des modifications. Cette inspection de revue a été précédée d'une inspection inopinée dans la nuit du 27 au 28 novembre portant sur la conduite normale des installations.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection de revue qui s'est déroulée du 28 novembre au 2 décembre 2022 concernait le management de la sûreté, la conduite normale des installations, la qualité de maintenance, la gestion et le traitement des écarts de conformité et la gestion des modifications sur l'ensemble du CNPE de Penly. L'équipe d'inspection était constituée de onze inspecteurs de l'ASN ainsi que de quatorze accompagnateurs de l'IRSN. Les inspecteurs se sont répartis en plusieurs équipes, le nombre variant selon les journées, chacune d'entre elles déroulant des sous-thèmes spécifiques. Cette inspection a été précédée par une inspection inopinée réalisée dans la nuit du 27 au 28 novembre, centrée sur les activités de conduite normale, les deux réacteurs étant dans l'état « cœur complètement déchargé ».

Cette inspection a permis de considérer que le CNPE de Penly est globalement au-dessus de la moyenne des sites EDF sur les thèmes inspectés. Les inspecteurs ont pu constater le bon état général des installations, en particulier pour un site situé en bord de mer. La gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) est apparue rigoureuse pour les services examinés à l'exception du service conduite, pour lequel des progrès ont été récemment accomplis. La mise en œuvre des pratiques de fiabilisation des interventions est apparue satisfaisante, voire très bonne, dans la plupart des observations, à quelques exceptions près. Le site maîtrise bien l'intégration du référentiel documentaire, ce qui est important dans le contexte actuel (les deux réacteurs étant dans un niveau d'intégration des modifications liées aux visites décennales différent). Le prescritif maintenance est apparu bien respecté pour les thèmes inspectés. Les inspecteurs ont apprécié la qualité de la présence du management sur le terrain, source importante de maîtrise de la rigueur d'exploitation. La démarche de pérennité de la qualification mise en œuvre par le CNPE est apparue satisfaisante. Les relations entretenues par la filière indépendante de sûreté avec les métiers sont apparues comme étant de très bon niveau, à même de faciliter la diffusion d'une culture sûreté efficace. Enfin, les inspecteurs ont apprécié l'effort déployé par le CNPE pour internaliser des activités de maintenance.

L'inspection a cependant permis d'identifier un certain nombre d'axes de progrès, qui seront particulièrement développés dans ce courrier. En particulier, les inspecteurs considèrent que certains processus du CNPE ne fonctionnent pas assez entre eux (retour d'expérience, non-qualités de maintenance, traitement des écarts). Quelques faiblesses ont été identifiées dans la surveillance des activités importantes pour la protection des intérêts. Les inspecteurs ont par ailleurs parfois relevé un manque de rigueur dans certaines activités observées. Plusieurs actions importantes du plan d'actions correctives du CNPE sont en retard d'échéance. L'examen par sondage de quelques fiches de manœuvre terrain (RFL) à mettre en œuvre dans le cadre des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle a encore mis en évidence des erreurs grossières qui ne devraient pas être observées sur des documents de cette nature. Enfin, les inspecteurs ont pu constater que les difficultés de gestion des compétences à la conduite, déjà identifiées par l'ASN lors d'une inspection précédente, commençaient à se résorber mais que la situation restait loin de l'optimum.

Conduite normale, incidentelle et accidentelle

Sur le thème de la conduite normale, incidentelle et accidentelle, les inspecteurs se sont rendus dans les salles de commande des réacteurs 1 et 2 afin de suivre les activités de conduite en cours lors de l'inspection, de s'assurer de la surveillance effective des installations, de contrôler les instructions temporaires en application, d'assister à la relève entre deux équipes et au briefing d'une équipe.

Ils se sont également rendus dans différents locaux dans le cadre d'un exercice de mise en œuvre de fiches locales de manœuvres électriques et de lignage et du suivi d'une activité de consignation sur le terrain, et ont effectué un contrôle de la gestion des condamnations administratives au bureau de consignation du réacteur 2.

De plus, les inspecteurs ont assisté à la confrontation quotidienne entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté.

Enfin, les inspecteurs ont examiné en salle les résultats d'essais périodiques réalisés la semaine précédant l'inspection, la gestion des condamnations administratives et la gestion des lignages.

Au vu de cet examen, la situation concernant la conduite normale, incidentelle et accidentelle apparaît globalement satisfaisante.

Les inspecteurs soulignent notamment positivement le professionnalisme des agents du service conduite rencontrés, la gestion rigoureuse des condamnations administratives, l'intégration réactive du retour d'expérience local dans le cadre de la réalisation des activités d'exploitation, une application satisfaisante du document d'orientation incendie secours (DOIS) lors des trois alarmes feu survenues lors du quart suivi par les inspecteurs, la mise en œuvre des pratiques de fiabilisation (PFI) au sein de l'équipe de quart en ce qui concerne l'autocontrôle, le contrôle croisé et la communication sécurisée, et enfin, la qualité de la confrontation entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté.

Certains écarts relevés par les inspecteurs nécessitent toutefois des actions correctives de la part d'EDF. Ils concernent principalement le caractère peu opérationnel de certaines fiches locales de lignage, l'absence de formalisation des analyses de risques préalablement à la réalisation d'activités de lignage, la surveillance des paramètres clés en salle de commande, le non-respect d'une instruction temporaire, la préparation insuffisante de l'essai périodique « LHQ 212 », et une sérénité en salle de commande pas toujours à l'attendu.

De plus, des clarifications sont attendues concernant la liste des robinets difficilement contrôlables a posteriori (DCAP) et les critères d'ouverture d'une demande de travail (DT) après sollicitation d'un détecteur incendie par de la vapeur.

Enfin, la mise en œuvre de bonnes pratiques observées sur d'autres centrales nucléaires d'EDF mérite d'être étudiée par la centrale nucléaire de Penly.

Gestion des compétences des équipes de conduite, des ingénieurs sûreté et des formateurs

Les inspecteurs ont examiné l'élaboration de la demande locale de formation destinée aux agents de la conduite et aux ingénieurs sûreté (IS), le contenu et le déroulement du programme de formation et les bilans des formations réalisées. Ils ont contrôlé aussi le processus de professionnalisation et de qualification des formateurs et ont visité l'espace maquette du service commun de formation (SCF). En parallèle, les inspecteurs ont mené plusieurs entretiens d'explicitation avec différents métiers de la

conduite et des managers du service conduite et du SCF. Les inspecteurs ont également procédé à une mise en situation d'une équipe de conduite en salle et sur simulateur.

Les inspecteurs soulignent la bonne qualité des différentes notes d'application des processus en lien avec la gestion des compétences au CNPE de Penly. Les contrats de gestion du service conduite et du SCF sont clairs et les notes d'organisation de ces deux services sont à jour.

Malgré la situation tendue sur la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) process sur le CNPE, le SCF a su constituer un collectif diversifié de formateurs, issus à la fois des différents métiers et de jeunes embauchés. La montée en compétence du collectif se fait principalement par échanges lors de l'animation des stages de formation en binômes mais aussi par la participation des formateurs jeunes cadres en fin de professionnalisation au projet d'arrêt de tranche via des missions « Opérateur tête haute ».

Le SCF est convié aux différentes revues du CNPE afin d'identifier les entraînements et de les programmer pour mieux les piloter. Il est directement impliqué dans l'analyse des signaux faibles Compétences et dans le processus Evénements significatifs si besoin.

Les inspecteurs notent avec satisfaction le bon taux de fréquentation de l'espace maquette qui est doté de matériels intéressants et qui servent à l'entraînement au geste technique avant l'accès au bâtiment réacteur dans le but de réduire le temps d'exposition des agents aux rayonnements ionisants. Ils ont apprécié aussi la présence des fiches synthétiques du retour d'expérience (REX) attachées aux organes à manœuvrer.

Le SCF a investi dans l'apprentissage immersif. Il prévoit d'animer le stage de recyclage au lignage en réalité virtuelle en 2023.

Les inspecteurs pointent le faible taux de saisie des points clés observables collectés lors des séances de formation sur simulateur par les formateurs et capitalisés par les services nationaux d'EDF pour alimenter le REX des formations. La qualité de rédaction des fiches d'aide à la progression (FAP) est quant à elle jugée perfectible par les inspecteurs. Un travail de traçabilité des observations dans les FAP est attendu de la part des formateurs.

La qualité remarquable des échanges entre le SCF et le service conduite permet de co-construire efficacement l'offre locale de formation à destination des agents de conduite et de satisfaire les demandes de formations réactives grâce à la souplesse offerte par l'optimisation de la charge des formateurs, permettant une bonne capacité d'adaptation. Le choix pertinent des sujets sélectionnés dans l'offre locale du programme de maintien de capacité des agents de conduite (MCCO) relatif à la campagne 2022-2023 témoigne de l'efficacité de ce partenariat.

L'implication de l'Appui pédagogique et méthodologique (APM) dans la préparation des comités de professionnalisation des différents métiers par une sélection pertinente du REX d'exploitation à analyser est notée positivement par les inspecteurs. Sa vision transverse inter-métiers lui permet de diffuser les bonnes pratiques de professionnalisation dans les équipes.

La GPEC du service conduite commence à se redresser au 3^{ème} trimestre 2022 après une année 2021 et un début d'année 2022 particulièrement rudes (collectifs chefs d'exploitation (CE) et opérateurs très tendus). Après une période de remplacements fréquents dans les têtes d'équipes, le service conduite projette dorénavant de sacrifier des moments privilégiés de présence du CE dans son équipe le temps d'un quart (remplacement par le 8^{ème} CE) pour travailler le collectif sans être perturbé par le quotidien d'exploitation.

Dans le contexte particulier d'arrêt prolongé des réacteurs en lien avec le dossier corrosion sous contrainte, les inspecteurs notent la pertinence de certaines offres de formation locales. En plus de la formation à la DT 392, les équipes de quart bénéficieront d'un thème supplémentaire local (thème P5) qui sera dédié aux rappels de certaines modifications VD3 et à l'entraînement au pilotage en puissance.

Les comités de professionnalisation au niveau des équipes et des métiers de quart ne sont que rarement tenus. L'ASN attend des actions concrètes de la part du management du service conduite pour redynamiser ces comités et faire adhérer les têtes des équipes à cette démarche. Les inspecteurs invitent le service conduite à redéfinir le rôle de l'appui formation conduite (AFCO) à la lumière des résultats qualitatifs et quantitatifs des comités de professionnalisation.

Les observations en situation de travail (OST), telles qu'elles sont renseignées actuellement au service conduite, ne sont pas exploitables dans l'analyse des besoins de formation au sein des équipes de quart.

Les inspecteurs ont placé une équipe de conduite en situation de gestion de plusieurs aléas sur le simulateur de conduite dans le but de mettre à l'épreuve sa capacité à conduire l'installation dans le respect des référentiels applicables. Les inspecteurs ont pu mesurer la qualité du travail réalisé en amont par les formateurs qui ont préparé un scénario de qualité dans un temps restreint. Ils ont constaté la bonne organisation de l'équipe qui a travaillé dans une ambiance sereine tout au long du scénario. Le partage d'information a été assuré à tout moment par la tête d'équipe qui s'est répartie pertinemment dans l'espace alloué de la salle de commande. Les inspecteurs ont particulièrement apprécié la gestion de la méthode d'étude et de résolution de problème mais constatent une réalisation perfectible du pre-job briefing (PJB).

Enfin, les inspecteurs constatent que l'organisation mise en place par le service sûreté qualité pour maintenir les compétences des IS est efficace et sa maîtrise de leur gestion prévisionnelle est satisfaisante.

Maintenance des installations et surveillance des interventions

Les inspecteurs ont contrôlé l'organisation mise en place par le CNPE pour la réalisation des activités de maintenance. Au titre du contrôle par sondage, une attention plus particulière a été portée à la source froide et au contrôle des ancrages dans le cadre de la résorption de l'écart de conformité n°576. Ils ont enfin examiné la manière dont le CNPE réalisait la surveillance des interventions concernant des équipements importants pour la protection.

L'impression générale à l'issue de ce contrôle est favorable, les inspecteurs tenant notamment à souligner la volonté, déjà mise en pratique, de réaliser en interne des activités de maintenance sous-traitées sur d'autres sites. L'état d'entretien des locaux hébergeant les pompes du circuit d'eau brute secouru (SEC) est apparu très satisfaisant, à l'exception de quelques points spécifiques (corrosion relevée au niveau des pompes 1 SEC 003 et 004 PO et présence de plusieurs fuites au niveau du presse-étoupe de la pompe 2 SEC 004 PO).

Les inspecteurs ont cependant noté un manque de priorisation des demandes de travaux, certaines d'entre elles n'étant pas traitées dans les délais que le CNPE s'est fixés. Le lien avec le processus de traitement des écarts (ouverture des plans d'action constat) devra absolument être renforcé, ce point ayant fait l'objet d'observations convergentes à la fois de la part de l'équipe d'inspecteurs dédiée à la maintenance et de l'équipe dédiée au traitement des écarts. Les inspecteurs ont en particulier regretté le manque de lien entre l'analyse technique des demandes de travaux et des plans d'action constat et le traitement des non qualités de maintenance (NQM), le CNPE ayant clairement une vision trop restrictive de la définition d'une NQM.

Un effort devra par ailleurs être réalisé pour avoir une vision exacte des activités de maintenance en retard de réalisation par rapport au prescriptif.

Les inspecteurs ont constaté que le bilan de fonction de la source froide n'était pas réalisé selon les principes édictés dans la note de management D5039-MQ/MP000265, ce qui devra être corrigé.

Le processus de surveillance des prestataires est apparu fiable, mais les inspecteurs ont relevé que certains chargés de surveillance avaient été habilités de manière un peu rapide, principalement pour des contraintes d'effectifs et de gestion des compétences au sein du service SEM. Le site devra par ailleurs s'attacher à organiser les réunions des comités de relecture pour les programmes de surveillance qui le nécessitent.

Gestion des écarts et des modifications

Les inspecteurs ont contrôlé l'organisation mise en place par le CNPE pour le traitement des écarts et la gestion des modifications avec une attention particulière pour la partie traitement des écarts, celle-ci étant plus lacunaire au regard des précédentes inspections menées sur ces thèmes.

Les contrôles ont mis en évidence une amélioration de l'organisation mise en place pour le traitement des écarts avec une bonne animation du processus « Ecart ».

Les inspecteurs constatent que le processus de gestion des modifications sur site est dans l'ensemble bien maîtrisé et que l'intégration des modifications nationales est satisfaisante, au regard des dossiers de suivi examinés.

Les inspecteurs constatent que les documents de suivi des écarts et des modifications sont plutôt bien rédigés (PA, TOT, DSI) sur les 13 écarts de conformité et les 8 modifications examinés.

Les inspecteurs soulignent, notamment, la bonne qualité de la gamme pour la remise en conformité du freinage des écrous des pompes RIS/EAS compte tenu des enjeux associés à cette problématique.

Les contrôles des modifications et du traitement des écarts sur le terrain n'appellent pas de remarque particulière de la part des inspecteurs à l'exception du problème de positionnement du cerclage du joint autour du SAS 22 m sur la traversée 1 EPP 238 TW. Les inspecteurs notent cependant une bonne réactivité de l'exploitant qui a ouvert une DT immédiatement à l'issue du constat et qui a transmis le 22 décembre 2022 les justificatifs de remise en conformité du cerclage du joint.

Parmi les axes d'amélioration, les inspecteurs relèvent que certaines modifications font l'objet de reports de mise en œuvre sans que ces derniers ne soient tracés ni même justifiés par une analyse d'impact, au motif que lesdites modifications sont jugées non notables par l'exploitant. Ils notent, en particulier, une mauvaise gestion de deux modifications (PNPPP 3839 et PTPE 0759) avec un enjeu fort concernant la PTPE 0759.

En outre, l'analyse documentaire en lien avec le traitement des écarts a permis de constater un manque de capitalisation en interne sur les écarts locaux au sens large, le non-respect de manière générale du délai de 2 mois de caractérisation des constats tracés dans un plan d'action constat (PA CSTA) ainsi que des difficultés de traitement, de suivi et de traçabilité des écarts au périmètre très large (contrôle serrage vis sur KRG).

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Plusieurs modifications ont été contrôlées dans le cadre de l'inspection, dont la PTPE 0759 qui a particulièrement retenu l'attention des inspecteurs.

La PTPE 0759 concerne la création de chatières dans les locaux Controbloc pour le passage de tuyauteries de climatiseur afin de réguler la température des locaux et de la maintenir dans la plage de fonctionnement admissible des armoires de contrôle commande, notamment en période de forte chaleur. La mise en œuvre de cette modification a fait l'objet de 3 reports non justifiés, le dernier étant en 2023 malgré l'enjeu fort associé à cette modification. En effet, une élévation de température dans les locaux Controbloc, due à une absence de climatisation, conduirait à un dysfonctionnement des baies KCO et *in fine* à la perte du contrôle commande. A ce jour, aucune solution pour traiter le problème de température dans les locaux n'est définie malgré les évolutions apportées par la VD3 sur la ventilation des locaux et l'appui des services centraux sur cette thématique. Les inspecteurs notent un manque de réactivité de la part du site sur ce sujet de grande importance.

Demande I.1 : Définir la solution envisagée pour traiter le problème de température dans les locaux Controbloc.

II. AUTRES DEMANDES

Attitude interrogative et rigueur en salle de commande

Lors de l'inspection inopinée réalisée dans la nuit du 27 au 28 novembre 2022, les inspecteurs ont assisté à la relève des équipes de conduite en salle de commande de la tranche 1. Les inspecteurs ont ensuite interrogé l'opérateur qui venait de réaliser le contrôle de la baie de regroupement des alarmes incendie sur l'origine d'une alarme batterie présente sur l'un des trois coffrets. L'opérateur n'a pas été en mesure d'apporter une réponse circonstanciée aux inspecteurs, ce qui traduit un manque d'attitude interrogative et un manque de rigueur dans la réalisation de la vérification des baies incendie.

Demande II.1 : Rappeler aux opérateurs l'importance d'une attitude interrogative quant à l'origine des alarmes remontant aux baies incendie en salle de commande.

Les inspecteurs ont par ailleurs assisté en salle de commande de la tranche 2 à un briefing des agents de terrain par le délégué sécurité en exploitation (DSE) préalable à la réalisation d'une opération de consignation sur la pompe 2 LHQ 631 PO. Les inspecteurs considèrent que ce briefing était de qualité moyenne et, malgré le faible nombre d'actions à réaliser (2 organes à condamner fermés et 2 organes

dont la position devait être vérifiée), les agents de terrain n'auraient réalisé que la partie condamnation de leur fiche de manœuvre si les inspecteurs qui les accompagnaient ne leur avaient pas rappelé qu'il leur était également demandé de vérifier la position de deux autres organes.

Demande II.2 : Veiller à la qualité des briefings préalables aux interventions, même pour des activités simples.

Mise en œuvre des pratiques de fiabilisation des interventions (PFI)

Les inspecteurs ont assisté au déroulement de l'essai périodique EP RPN 20003 – contrôle de la chaîne de flux niveau intermédiaire (RPN 043 MA) - en tranche 1, dans le cadre de l'observation d'une équipe dédiée terrain. A l'issue de cet essai périodique, l'encadrement du service SAU a indiqué aux intervenants que leurs pratiques pouvaient être améliorées en matière de mise en œuvre des PFI lors de la vérification des alarmes présentes en salle de commande. La phase préliminaire de cet essai périodique prévoit la vérification en salle de commande d'environ 70 alarmes. Cette vérification impose à l'intervenant de regarder la procédure pour prendre connaissance de l'alarme à rechercher, de lever la tête pour rechercher sa présence sur le tableau (avec une utilisation limitée du « doigt-caméra », puisque le tableau est hors de portée), puis de rebaisser la tête pour renseigner la gamme. Pour certaines alarmes numérotées de manière continue (ex. RPA 808 à 811 AA), l'intervenant – par ailleurs référent PFI du service – a jugé plus judicieux de globaliser la recherche : au lieu de parcourir linéairement les alarmes (RPA 808 AA, RPB 808 AA, RPA 809 AA, RPB 809 AA, etc.), il a globalisé le travail (RPA 808 à 811 AA et RPB 808 à 811 AA). C'est cette globalisation qui était reprochée à l'intervenant car elle ne correspond pas aux canons des PFI en vigueur. Dans le cas d'espèce, compte tenu de la nature des contrôles à réaliser et de la configuration des lieux (obligation de lever la tête pour chaque recherche d'alarme), il n'est absolument pas certain que la pratique préconisée soit supérieure à la pratique mise en œuvre par les intervenants en termes de diminution du risque d'erreur, dès lors que ces derniers balayaient bien, une fois le regard posé sur le tableau d'alarme, la totalité des alarmes à rechercher (la globalisation portait donc sur la phase de transfert du regard entre la procédure et le tableau des alarmes).

Demande II.3 : Engager une réflexion sur l'adaptation des PFI génériques pour prendre en compte les situations répétitives comme celle observée par les inspecteurs.

Utilisation de produits non PMUC (Produits en matériaux utilisables en centrale)

Lors d'une inspection de l'atelier dit « atelier SUT », les inspecteurs ont remarqué la présence, et l'utilisation récente, d'une bombe de réfrigérant aérosol « Freeze 75 ». Ce produit est utilisé sur des pièces mécaniques, très probablement pour faciliter le démontage d'ensembles montés en force. Ce produit n'est pas certifié PMUC et ne devrait donc pas être utilisé pour les usages observés.

Demande II.4 : Veiller à l'utilisation exclusive de produits PMUC sur les pièces mécaniques.

Demande II.5 : si l'usage du produit « Freeze 75 » est considéré comme indispensable, engager les actions nécessaires pour que ce produit soit certifié PMUC, s'il peut l'être. Dans la négative, proposer un substitut acceptable aux intervenants.

Ce constat, couplé à l'état général dans lequel se trouvait cet atelier au moment du passage des inspecteurs, montre par ailleurs que la présence de la hiérarchie dans cet atelier est probablement insuffisante.

Demande II.6 : Veiller à ne pas laisser de locaux industriels à l'écart des visites managériales, voire des visites organisées par le CSE.

Complétude des fiches ouvertes sur Caméléon Débriefing

Dans le cadre de l'examen de la façon dont le retour d'expérience (REX) interne des activités est géré par le CNPE, les inspecteurs ont examiné plusieurs fiches de débriefing versées dans l'outil informatique Caméléon Débriefing. Il a été constaté que l'outil ne permet pas aujourd'hui d'assurer une prise en compte totalement optimale du REX (quand tout s'est bien passé sur une intervention, la fiche est vide, alors que du REX pertinent pourrait parfois être tiré de ces expériences positives). Les inspecteurs ont pris note du fait que des réflexions étaient en cours au niveau national pour prendre en compte ce type de besoin.

Sur plusieurs exemples pris par les inspecteurs, il a été constaté que les fiches de REX n'étaient pas autoportantes. Par exemple, sur l'une des fiches examinées, il était indiqué que le REX avait fait l'objet d'une présentation en réunion, mais aucun lien vers le mode de preuve attendu (un CR de réunion) n'était disponible.

Demande II.7 : Veiller à rendre les fiches disponibles dans Caméléon autoportantes (donc auditables).

Prise en compte d'un presque-accident électrique survenu sur le site

Les inspecteurs ont examiné par sondage quelques fiches d'action corrective versées dans l'outil Caméléon pour plusieurs services et en retard de traitement. Parmi les fiches examinées, les inspecteurs ont pris connaissance des fiches référencées A0000299971 et A0000299977 portées par le service Conduite. Ces fiches font suite à un presque-accident d'origine électrique qui aurait

potentiellement pu avoir des conséquences puisque la détection de la présence de tension sur des armoires du système GRE théoriquement consignées n'a été détectée que lors de la vérification d'absence de tension par le chargé de travaux. Le traitement de ces fiches d'action corrective a donné lieu à des échanges durant une bonne partie de la semaine d'inspection. De ce qu'en ont compris les inspecteurs, la conduite n'est pas responsable des départs électriques incriminés et les délégués sécurité en exploitation considèrent comme légitime de délivrer une attestation de mise sous régime de consignation pour des équipements électriques qui sont encore sous tension.

Demande II.8 : Fournir une explication détaillée sur l'origine de cet événement et expliciter le choix du régime le plus approprié pour réaliser l'intervention (RC ou RII, ce dernier étant a priori le seul adapté si des équipements restent sous tension). Fournir une copie des deux fiches concernées lorsque les actions prévues seront achevées.

Analyse de l'impact du retard d'intégration de prescriptif

L'organisation interne du CNPE prévoit que les prescriptifs en retard d'intégration fassent l'objet d'une note d'analyse d'impact formalisée, ce qui pourrait constituer une bonne pratique. Malheureusement, les exemples pris par les inspecteurs (dont, en particulier, le retard d'intégration du nouveau référentiel managérial « radioprotection ») ont montré que cette bonne pratique n'était pas mise en œuvre et que les notes d'analyse d'impact du retard d'intégration documentaire n'étaient pas rédigées.

Demande II.9 : Veiller à établir les notes d'analyse d'impact du retard d'intégration documentaire prévue par votre organisation interne.

Surveillance en salle de commande et en local

Les inspecteurs ont examiné les instructions temporaires en application sur les 2 réacteurs de la centrale nucléaire de Penly. L'instruction temporaire n° 2022_00014 relative à l'exploitation des chaudières auxiliaires repérées 0 XCA 001 et 002 CH durant la période d'indisponibilité du circuit de vapeur repéré STR prévoit la réalisation d'une ronde en local dans le bâtiment des auxiliaires généraux (BAG) toutes les 2 heures afin de contrôler les paramètres de fonctionnement des chaudières. De plus, l'instruction temporaire demande de tracer les relevés de ces paramètres sur une trame ad hoc. Pour la période du 19 au 28 novembre 2022, les inspecteurs ont constaté, sur cette trame, que la périodicité des rondes toutes les 2 heures n'a pas été respectée de manière régulière, une durée d'environ 10 heures entre deux rondes ayant notamment été relevée les 20, 21 et 25 novembre. Une telle récurrence du non-respect des dispositions de surveillance de l'installation prévues dans une instruction temporaire est anormale et n'est pas acceptable. De plus, les inspecteurs notent que cette instruction temporaire est amenée à rester en application plusieurs mois durant les travaux sur le circuit STR et qu'il convient ainsi de prévoir une surveillance adaptée des chaudières auxiliaires durant cette période.

Demande II.10 : Respecter l'instruction temporaire n° 2022_00014 relative à l'exploitation des chaudières auxiliaires repérées 0 XCA 001 et 002 CH durant la période d'indisponibilité du circuit de vapeur repéré STR, en adaptant, le cas échéant, la surveillance qu'elle prévoit.

Le référentiel national sur la surveillance en salle de commande et en local, décliné localement sur la centrale nucléaire de Penly dans la note référencée D5039-MQ/MP000085 indice 4, prévoit explicitement une surveillance rapprochée des paramètres clés toutes les 20 minutes. Si la surveillance globale de la salle de commande était satisfaisante au cours de l'inspection, la surveillance rapprochée des paramètres clés toutes les 20 minutes n'est pas apparue comme étant particulièrement sacralisée, ce qui pourrait conduire à ne pas respecter strictement la périodicité de 20 minutes imposée. Alors qu'un minuteur avec signal sonore permet de rappeler à l'opérateur chargé de la surveillance globale d'effectuer un tour de bloc complet toutes les 2 heures, aucun dispositif ne permet de l'alerter pour le contrôle des paramètres clés toutes les 20 minutes. L'utilisation d'un minuteur avec signal sonore pour rappeler l'échéance des 20 minutes pour la surveillance des paramètres clés est régulièrement observée sur d'autres centrales nucléaires d'EDF et constitue une bonne pratique permettant de sacraliser la surveillance des paramètres clés.

Demande II.11 : Renforcer les dispositions concourant au respect de la périodicité de 20 minutes pour la surveillance des paramètres clés en salle de commande et vous positionner notamment quant à la mise en œuvre d'un minuteur avec signal sonore toutes les 20 minutes en salle de commande.

Les inspecteurs ont suivi partiellement la réalisation du point d'arrêt statique par un opérateur en salle de commande du réacteur 2. La gamme de point d'arrêt statique utilisée dans l'état réacteur complètement déchargé (RCD) référencée D1300EPC02567 indice 4 nécessite d'être clarifiée dans son point « II-4 Sources froides » s'agissant de la spécificité de la centrale nucléaire de Penly liée à l'absence de pompe JPP, qui n'est pas explicite dans la gamme précitée.

Demande II.12 : Modifier la gamme de point d'arrêt statique en RCD référencée D1300EPC02567 indice 4 afin de clarifier, dans son point « II-4 Sources froides », la spécificité de la centrale nucléaire de Penly concernant l'absence de pompe JPP.

Qualité de la documentation présente en salle de commande

A l'occasion du traitement de l'événement lié à l'obstruction fortuite de l'émissaire W1 par la baudruche 0 SEO 005 BO, les inspecteurs ont examiné la documentation opérationnelle présente en salle de commande pour aider les opérateurs en salle de commande à réagir efficacement en cas de déversement accidentel (note D5039MQMP00086 indice 8 « Processus élémentaire MP5GSM06 Prévenir et maîtriser les situations d'urgence présentant un risque pour l'environnement»). Cette note était bien connue de la salle de commande, mais l'examen de ce document montre que, vu des

inspecteurs, son ergonomie pourrait être améliorée, l'essentiel des informations pertinentes étant renvoyé dans des annexes multiples, sur 117 pages.

Demande II.13 : Réfléchir à une restructuration du document pour en renforcer l'aspect opérationnel.

Sérénité en salle de commande

Le référentiel managérial relatif à la surveillance en salle de commande et en local prévoit que « *les sollicitations du CED ou du Pilote de Tranche doivent être limitées pendant le briefing, les activités ininterrompibles ou critiques ayant été identifiées en amont pour organiser leur réalisation en parallèle du briefing* ». Lors du briefing du quart d'après-midi du 30 novembre 2022 sur le réacteur 2, les inspecteurs ont constaté que le pilote de tranche a été interrompu par un appel téléphonique au cours du briefing qu'il animait, ce qui a nui à un déroulement serein de celui-ci.

Demande II.14 : Renforcer la sérénité en salle de commande lors du briefing en limitant au strict nécessaire les prises d'appel par le pilote de tranche qui l'anime.

Essais périodiques

Lors de l'inspection, un déclenchement de la pompe repérée 2 RCV 172 PO lorsqu'elle était lignée sur débit nul empêchait la réalisation complète de l'EP « EPC LHQ 212 » conformément à sa gamme. Vous avez alors décidé d'effectuer un essai de requalification du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHQ en vous appuyant sur la gamme de l'EP « EPC LHQ 212 » sans démarrage de la pompe repérée 2 RCV 172 PO. Au cours de la réalisation de cet essai de requalification « ER LHQ 212 », le groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHQ n'a pas démarré. Après analyse, vous avez identifié qu'un DMP (Dispositif et Moyen Particulier) en place sur l'installation bloquait l'ordre de démarrage du groupe électrogène de secours à moteur diesel dans le contrôle-commande. L'absence d'identification préalable d'une incompatibilité de l'état de l'installation avec la réalisation de l'essai traduit un défaut dans sa préparation et sa programmation.

Demande II.15 : Renforcer la préparation et la programmation des essais périodiques et de requalification en vous assurant préalablement à leur lancement de la compatibilité de l'état de l'installation. Concernant spécifiquement l'essai de requalification « ER LHQ 212 », analyser les raisons ayant conduit à le lancer lors de l'inspection alors qu'un DMP bloquait l'ordre de démarrage du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHQ.

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé, lors du pré job briefing (PJB) préalable au lancement de l'essai de requalification « ER LHQ 212 », que celui-ci n'était pas suffisamment cadré, les discussions ayant davantage porté sur des configurations alternatives que sur les points clés de la gamme à appliquer. De plus, la sérénité en salle de commande n'était pas à l'attendu lors de ce PJB. En revanche, les inspecteurs ont observé une bonne appropriation de la gamme d'essai en amont du PJB par l'opérateur chargé de cette activité.

Demande II.16 : Rappeler les exigences liées à la réalisation d'un PJB et vous assurer d'une sérénité satisfaisante lors des PJB.

Les inspecteurs ont constaté plusieurs corrections manuscrites dans la gamme de l'essai périodique (EP) « EPE EPP EAS T172_T185 » relatif au contrôle de l'étanchéité des organes d'isolement des traversées EPP 172 et 185 TW sur le réacteur 2, référencée D5039-GA/ST/15E54 indice 18. Ces corrections concernaient d'une part des repères fonctionnels d'organes qui sont erronés dans la gamme, et d'autre part, la modification du facteur de conversion entre fuite en air et fuite en eau. Sur ce dernier point, vos représentants ont justifié qu'il s'agit d'une modification conservatrice autorisée par les services centraux d'EDF par courrier du 10 novembre 2016 en anticipation d'une évolution future de la règle d'essai.

Demande II.17 : Mettre à jour la gamme de contrôle de l'étanchéité des organes d'isolement des traversées EPP 172 et 185 TW référencée D5039-GA/ST/15E54 afin d'y apporter les corrections nécessaires.

L'examen de la gamme de l'EP « EPA RPN 1411/1115 » relatif au contrôle de la chaîne de mesure du flux neutronique repérée 2 RPN 044 MA a mis en évidence l'absence d'une signature du contrôleur technique dans le corps de la gamme, celui-ci ayant toutefois bien signé les relevés correspondants en annexe.

De plus, les inspecteurs ont constaté une erreur dans le repère fonctionnel de la pompe du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) en essai dans le rapport d'expertise et la fiche d'acceptabilité des critères RGE associés aux mesures vibratoires effectuées en parallèle de l'EP « EPC RRI 214 » relatif au contrôle des paramètres de fonctionnement de la pompe repérée 1 RRI 024 PO, ces documents mentionnant la pompe repérée 1 RRI 022 PO.

Demande II.18 : Renforcer la rigueur de remplissage et de contrôle de la documentation liée aux essais périodiques.

Mise en œuvre de fiches de manœuvre CIA en local

En situation incidentelle ou accidentelle, des fiches locales de manœuvres électriques et de lignage doivent être mises en œuvre par les agents des équipes de quart d'EDF. Les inspecteurs ont observé, dans le bâtiment des auxiliaires généraux (BAG), la station de déminéralisation, les locaux abritant les pompes du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) et le bâtiment électrique (BL), un agent de terrain et un chargé de consignation dans le cadre d'un exercice de mise en œuvre de deux fiches locales de lignage et d'une fiche locale de manœuvres électriques sur le réacteur 1. Les inspecteurs soulignent le professionnalisme de ces deux agents et la mise en œuvre particulièrement fluide de la fiche locale de manœuvres électriques n° LE 244 « Mise en configuration LHA/DUS ».

Concernant les fiches locales de lignage, les points suivants ont été relevés par les inspecteurs :

- Fiche n° LL 69 « Prélignage appoint gravitaire » :
 - La vanne repérée 0 ASG 204 VD est située dans le local VA0602 et non VA0502 comme indiqué dans la fiche ;
 - Les modalités de confirmation fermée de la vanne repérée CEX 239 VL sur la tranche voisine ne sont pas précisées dans la fiche (en local ou par appel de la salle de commande de la tranche voisine ?).

- Fiche n° LL 77 « Réalimentation bêche ASG par SER gravitaire » :
 - La vanne repérée ASG 169 VD est située en zone contrôlée (local KA0711) sans que les modalités d'accès ne soient précisées dans la fiche, l'agent de terrain ne disposant pas de la clé pour accéder en zone contrôlée directement depuis le local KA0541 et la fiche n'identifiant pas la nécessité d'un second agent de terrain en zone contrôlée ;
 - La fiche demande à l'agent de terrain de se munir d'une boîte à boutons sans que celle-ci ne soit nécessaire à la mise en œuvre des actions demandées.

Demande II.19 : Modifier les fiches locales de lignage n°s LL 69 et LL 77 pour prendre en compte les constats susmentionnés. M'informer des modifications réalisées ou envisagées au regard de chaque constat.

De plus, lors de l'exercice de mise en œuvre de ces fiches, les inspecteurs ont constaté qu'aucun organe devant être manœuvré en application d'une fiche locale de manœuvres électriques ou de lignage n'est spécifiquement repéré à l'aide d'une étiquette jaune « RFL / RFLE / APE ». Un tel signalement spécifique des organes devant être manœuvrés en local en situation incidentelle ou accidentelle est très utile et constitue une bonne pratique, régulièrement observée sur les autres centrales nucléaires d'EDF, permettant de faciliter la recherche de ces organes par les agents de terrain.

Demande II.20 : Vous positionner quant à la mise en place d'un étiquetage spécifique *in situ* pour les organes dont la manœuvre en local est nécessaire en situation incidentelle ou accidentelle.

Gestion des lignages

La note du processus élémentaire « Garantir les lignages et configurations de circuit » référencée D5039-MQ/MP000282 indice 0 prévoit qu'un dossier d'activité de lignage (DAL) soit utilisé en support de toute activité de lignage. Le DAL doit comporter un mode opératoire sur lequel figure la position attendue des organes (et/ou une fiche de manœuvre), un schéma surligné permettant de visualiser les organes concernés et une analyse de risque (ADR) si la démarche ADR a fait ressortir la nécessité de tracer une ADR pour la réalisation du lignage. L'annexe 2 de cette note indique qu'une ADR formalisée est notamment requise pour les lignages comprenant des opérations de vidange ou remplissage.

Les inspecteurs ont examiné une dizaine de dossiers d'activités de lignages (DAL) réalisées la semaine précédant l'inspection. Ils ont relevé l'absence d'analyse de risques (ADR) dans les DAL suivants :

- Remplissage du réservoir repéré 0 KER 011 BA réalisé le 24 novembre 2022 ;
- Brassage du réservoir repéré 0 SEK 012 BA réalisé le 24 novembre 2022 ;
- Transfert du réservoir 0 TEU 261 BA vers le réservoir 0 TEU 032 BA réalisé le 23 novembre 2022.

De plus, les inspecteurs ont également constaté l'absence de schéma mécanique surligné permettant de visualiser l'ensemble des organes concernés dans le DAL relatif au transfert du réservoir repéré 2 TEP 011 BA vers le réservoir repéré 2 TEP 332 BA réalisé le 23 novembre 2022.

Demande II.21 : Respecter les exigences de votre référentiel relatif à la gestion des lignages s'agissant de la complétude des DAL, notamment en ce qui concerne la réalisation et la formalisation des ADR.

Gestion des condamnations administratives (CA)

Les organes condamnés administrativement font l'objet d'un contrôle périodique sauf pour ceux difficilement contrôlable a posteriori (DCAP). Les inspecteurs ont noté positivement l'avancement du plan d'action visant à réduire le nombre d'organes DCAP via des modifications matérielles notamment. Toutefois, les visites réalisées par le service chargé de la robinetterie ont conduit à identifier que certains robinets considérés actuellement comme DCAP par le service conduite sont équipés d'indicateurs de position. Il s'agit par exemple des vannes repérés RRA 206 et 210 VP.

Demande II.22 : Statuer rapidement sur le caractère DCAP des organes identifiés comme disposant d'indicateurs de position à l'issue des visites réalisées par le service chargé de la robinetterie. Le cas échéant, mettre à jour en conséquence les dispositions de contrôle en local des CA impliquant ces organes.

Le contrôle périodique en local des CA est réalisé toutes les 5 semaines à l'aide de la gamme référencée D5039-EP/SC/115594 indice 9. Les inspecteurs soulignent que cette périodicité constitue une bonne pratique dans la mesure où le référentiel national d'EDF impose un contrôle trimestriel. Ils notent toutefois que les instructions de la tâche d'ordre de travail (TOT) portant ce contrôle indiquent qu'en arrêt de tranche, la périodicité du contrôle périodique des CA est définie par l'ingénieur sûreté. Vos représentants ont indiqué qu'une périodicité de 5 semaines est appliquée aussi bien en fonctionnement qu'en arrêt de tranche.

Demande II.23 : Clarifier la périodicité du contrôle périodique en local des CA lors des arrêts de tranche.

De plus, les inspecteurs ont constaté l'absence de la CA « type C2 » dans l'annexe 1 de la gamme référencée D5039-EP/SC/115594 indice 9. Cependant, cette CA fait bien l'objet d'un contrôle en local dans les annexes 2, 3 et 4.

Demande II.24 : Intégrer la CA « type C2 » à l'annexe 1 de la gamme de contrôle périodique en local des CA référencée D5039-EP/SC/115594.

Enfin, les inspecteurs ont relevé que la fiche locale de validité de la consigne particulière de conduite relative aux condamnations administratives (CPC CA) référencée D5039CPSC110651 indice 24 mentionne en page 1 des informations complémentaires pour l'application de la CPC CA et en page 5 les spécificités locales à prendre en compte. Le tableau des spécificités locales à prendre en compte, qui fait foi selon vos représentants, n'est toutefois pas autoportant dans la mesure où il effectue des renvois vers les informations complémentaires en page 1. La dissémination des informations relatives

aux spécificités locales d'application de la CPC CA dans sa fiche locale de validité complexifie sa bonne compréhension et apparaît peu ergonomique.

Demande II.25 : Rendre plus ergonomique la fiche locale de validité de la CPC CA concernant les spécificités locales applicables.

Etat des installations – Divers

Les inspecteurs ont relevé les anomalies suivantes sur le terrain lors de l'exercice de mise en œuvre de fiches locales de lignage et de manœuvres électriques :

- Absence de l'étiquette de repère fonctionnel de la vanne repérée 0 ASG 245 VD sur le synoptique du BAG ;
- L'étiquette de repère fonctionnel de la vanne repérée 0 SER 051 VD n'est pas correctement fixée et doit être remise en place ;
- Les indicateurs de position des vannes repérées 0 SER 011 à 014 VD et 0 SER 020 VD sont difficilement visibles et doivent être remis en état.

Demande II.26 : Remettre en état les éléments susmentionnés.

Lors du quart de matin le 30 novembre 2022 sur le réacteur 2, trois alarmes feu sont survenues et ont été correctement prises en compte par les opérateurs via l'application du document d'orientation incendie secours (DOIS). Toutefois, pour deux de ces alarmes surabondantes en raison d'une même cause, un dégagement de vapeur, un opérateur a ouvert une demande de travail (DT) afin que le service chargé de la maintenance des détecteurs incendie se positionne sur la disponibilité du détecteur ayant été atteint par un panache de vapeur alors que le second opérateur n'en a pas ouvert, dans la mesure où le détecteur atteint par la vapeur n'était plus en alarme ni en dérangement.

Demande II.27 : Clarifier et harmoniser les pratiques relatives à l'ouverture ou non d'une DT par les opérateurs après une alarme incendie surabondante, notamment lorsqu'elle est liée à un panache de vapeur.

Gestion des formations par le SCF

Collecte du REX du programme de MCCO

A l'issue de chaque stage du programme de MCCO animé sur simulateur, les formateurs capitalisent via un outil informatique les points clés de la formation (correspondant aux observables associés aux objectifs pédagogiques spécifiés par métier de la conduite) au travers des grilles. Ces points clés font ensuite l'objet d'une analyse particulière dans le bilan annuel local des formations réalisées sur le CNPE de Penly, qui alimente le REX analysé dans le bilan annuel national. Ainsi, ces données doivent permettre à l'UFPI (Unité de professionnalisation pour la performance industrielle) et à la DPN (Direction de la production nucléaire) de disposer d'une vision statistique pertinente car s'appuyant sur un grand nombre de retours. Elles doivent également permettre de conduire une analyse qualitative quant à la maîtrise des différents transitoires par les équipes de conduite.

Les deux derniers bilans annuels des formations au MCCO font état d'une collecte très partielle des points clés observables en formation. A titre d'exemple, aucun REX n'a été saisi à l'issue des quatorze stages CIA2 dispensés par le service commun de formation de Penly durant les deux campagnes de formations 2020-2021 et 2021-2022. Quant aux thèmes qui traitent du pilotage du réacteur, la saisie du REX est particulièrement faible, à l'image du thème P4 « Démarrage après arrêt de tranche » où une seule saisie a été réalisée sur une quinzaine de stages dispensés durant la campagne 2021-2022. Sur ce thème en particulier, une saisie exhaustive du REX aurait permis au service conduite de sonder le niveau de préparation des équipes de quart au redémarrage des réacteurs dans un contexte d'arrêt prolongé en lien avec l'affaire de la corrosion sous contrainte.

L'insuffisance de saisie s'explique en partie par l'ergonomie de l'outil qui ne mémorise pas les rubriques renseignées en cas de changement d'onglet en cours de saisie, ce qui est de nature à décourager les formateurs. Pour pallier le manque de saisie du REX, les formateurs organisent des points de partage lors des réunions pédagogiques pour réaliser le bilan local des formations au MCCO, mais ne sont pas en capacité de recenser l'ensemble des points clés observés durant les différents stages de MCCO.

Demande II.28 : Renseigner le REX des formations dispensées par le service commun de formation par une saisie exhaustive des points clés observables, et de la synthèse à l'issue de chaque stage de MCCO.

Qualité de rédaction des fiches d'aide à la progression (FAP)

Les FAP constituent le support pédagogique formalisant la progression de l'agent dans l'acquisition de capacités visées par une action de formation. Elles recensent les bonnes pratiques observées par les

formateurs et les axes de progrès recommandés par ceux-ci lors de l'animation des stages de formation. Elles sont des sources d'informations riches pour réaliser le REX des formations et les faire évoluer et peuvent être utiles au manager de l'équipe de quart et à l'appui formation conduite (AFCCO) pour les aider à préparer les comités de professionnalisation ou pour un simple renvoi d'image.

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage des FAP et ont remarqué que plusieurs d'entre elles ne contiennent que très peu d'axes de progrès ou de bonnes pratiques à pérenniser. Quant à la rédaction des constats, elle ne respecte pas la règle des 3C (Condition de réalisation – Comportement observable – Critère de réussite) recommandée par le guide rédactionnel des FAP FAC élaboré par l'UFPI. Par ailleurs, le manque de recours systématique aux verbes d'action pour formuler les axes d'amélioration laisse place à l'interprétation des conseils donnés par les formateurs.

Les représentants du service commun de formation ont expliqué aux inspecteurs que le contenu des FAP ne reflète qu'une partie de la restitution faite à l'agent pendant sa formation. Le renvoi d'image est souvent fait à l'oral en présence du manager et la dimension collective est aussi tracée par un contrat de transfert entre le manager et le formateur à l'issue des stages de mise en situation d'équipe. Ils ont aussi signalé aux inspecteurs que la qualité de rédaction des FAP a été récemment débattue en réunion pédagogique des formateurs.

La reconstitution des équipes de quart en début 2022, suite à l'habilitation de plusieurs CE, démontre l'intérêt de la traçabilité des observations dans les FAP. La qualité suffisante et régulière des FAP constitue une base de données exploitable dans la durée par les managers dans leur analyse de performance de leurs nouvelles équipes.

Demande II.29 : Améliorer la qualité des FAP pour permettre leur exploitation dans le processus de remontée des besoins de formation des équipes de conduite.

Qualité de son en formation sur le simulateur

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont observé une mise en situation d'une équipe de conduite sur le simulateur depuis le local du pupitre instructeur, utilisé par les formateurs pour dérouler le scénario prévu et collecter les observables identifiés selon les objectifs de chaque stage, grâce aux caméras 360° et aux microphones portatifs individuels mis à disposition des agents observés.

Les inspecteurs ont déploré la qualité de transmission des échanges entre les agents de conduite depuis le simulateur vers le local du pupitre instructeur, dû apparemment à l'usure du matériel mis à disposition du service commun de formation. Les discussions de deux agents, sur les cinq membres de l'équipe de conduite observée, n'ont pas pu être suivies par les formateurs lors de la mise en situation qui a comme objectif l'amélioration de la performance collective de l'équipe.

Demande II.30: Réparer et entretenir le matériel de transmission des échanges depuis le simulateur vers le local du pupitre instructeur afin de garantir la qualité des observations des formations réalisées par les formateurs.

Gestion des compétences au service conduite

Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) et cartographie des compétences au service conduite

Le management des compétences était l'un des principaux points faibles du macro-processus MP6 « Motiver et mobiliser les femmes et les hommes » en 2021. Au service conduite, la fragilité de la GPEC concernait principalement les opérateurs et les têtes d'équipes de quart. Le contrat de gestion 2021 du service conduite qualifiait la GPEC opérateurs comme étant [... *en souffrance et avec des collectifs OP/OPCC peu dynamiques...*]. Le passage à sept équipes de quart et surtout le gréement du poste de pilote de tranche pour satisfaire le noyau de cohérence conduite en 2020 ont contribué à la fragilisation de la GPEC des opérateurs dans la mesure où ce vivier a directement alimenté le métier de pilote de tranche sans réussir à puiser rapidement dans le vivier des agents de terrain pour des raisons d'exigences liées au poste. Quant à la GPEC des chefs d'exploitation (CE), les inspecteurs ont noté que jusqu'en février 2022, ce collectif avait fonctionné avec cinq CE de quart sur sept et sans gréement du 8^{ème} CE, avec à la clé un recours massif aux remplacements en interne et une sollicitation du renfort externe par l'appel d'anciens CE qui ont quitté le métier.

Le site a lancé en 2022 une action prioritaire qui vise à poursuivre et à concrétiser les actions engagées sur la GPEC des métiers de projets, de la conduite et de la maintenance. Au service conduite, cette action s'est traduite par des recrutements en masse d'opérateurs jeunes cadres et dans une moindre mesure des profils issus des métiers. Le service conduite a procédé aussi à une reconstitution des équipes de quart suite à l'habilitation de trois nouveaux chefs d'exploitation.

Même si la GPEC au service conduite s'est redressée au 3^{ème} trimestre 2022, les inspecteurs estiment qu'elle reste fragile, tant sur le plan qualitatif que quantitatif. Cette menace est identifiée clairement dans le contrat 2022 de gestion du service conduite. Le renouvellement massif des opérateurs a fait baisser le temps moyen passé dans ce poste. Certaines équipes de quart se retrouvent avec deux opérateurs en salle de commande ayant moins d'un an d'expérience. La volonté du service conduite d'utiliser la compétence des opérateurs habilités à la consignation (OPCC) pour les affecter par roulement au bureau de consignation (afin d'alléger le travail des DSE) en alternance avec leur métier d'opérateur en salle de commande va fragiliser d'avantage la GPEC des opérateurs. Par ailleurs, le vivier fraîchement renouvelé des agents de terrain n'est pas en capacité d'alimenter le vivier opérateurs à court terme puisqu'il doit bénéficier du temps nécessaire à sa professionnalisation et son intégration dans le collectif des équipes de quart (REX de l'intégration rapide des nouveaux agents de terrain en 2021).

Si le suivi des effectifs et les projections de sécurisation dans les emplois avec visualisation des tables de succession sont réalisés au service conduite, la cartographie des compétences par métier de conduite reste encore embryonnaire : elle est en cours de finalisation pour les CE mais le travail n'est pas encore initié pour le reste des métiers de la conduite. Pourtant, le manuel qualité de la DPN la prescrit pour l'ensemble des métiers du process comme rappelé dans processus élémentaire MP6.MCH-011 « Gérer les référentiels compétences » du CNPE de Penly.

Demande II.31a : Elaborer et garder à jour une cartographie des compétences pour l'ensemble des métiers de la conduite exerçant en quart.

Demande II.31b : Utiliser cette cartographie des compétences pour tenir à jour une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences au service conduite en adéquation avec les besoins.

Tenue des comités de professionnalisation au sein des équipes et métiers de la conduite

Le processus élémentaire MP6.MCH-02 « Piloter les besoins de professionnalisation » décrit le comité de professionnalisation (CP) comme étant un levier majeur de management des compétences et de la formation contribuant à la qualité d'exploitation. Il doit être organisé à la maille de l'équipe pour coller aux activités et agir directement sur la performance par la définition des actions de professionnalisation nécessaires à réaliser par les agents de l'équipe.

La revue annuelle 2021 du macro-processus MP6 « Motiver et mobiliser les femmes et les hommes » identifie la tenue des CP au niveau des équipes comme un point faible à redynamiser en 2022. Les inspecteurs ont constaté que le taux de réalisation des CP au sein des équipes de quart peine à décoller. D'après les représentants du SCO, le faible taux de réalisation des CP au sein des équipes de quart est imputable en partie au manque de temps accordé par les CE à cet exercice. Le niveau d'implication de ceux-ci dans la réalisation des comptes rendus des CP reflète plutôt un manque d'adhésion des CE à cette boucle courte de professionnalisation.

Les inspecteurs notent aussi l'absence de tenue des CP au niveau des collectifs des métiers de la conduite. Pour pallier les difficultés d'organisation des CP qui mobilisent beaucoup de représentants d'un métier de quart, le service conduite essaye de programmer des CP à la suite des GT spécifiques à chaque métier sans réelle adhésion des agents jusqu'à présent. Les GT étant communs à d'autres services, les besoins de professionnalisation propres à la conduite sont dilués dans l'ensemble des remontées de besoins et les actions décidées sont peu suivies. Le service conduite prévoit d'impliquer un membre de l'état-major du service pour redynamiser ces collectifs.

Par ailleurs, le contenu des quelques CP réalisés dans les équipes est souvent très limité et ne respecte pas les exigences du processus élémentaire MP6.MCH-02 (analyse des besoins, validation et suivi des actions de professionnalisation, évaluation des formations...). A titre d'exemple, un CP d'une équipe de quart a remonté au CP du service le besoin d'une formation sur les nouveaux robinets installés sur la tranche 1 sans réelle identification explicite du besoin. Interrogés sur la suite donnée à cette demande, les représentants du service conduite n'étaient pas en mesure d'identifier quels robinets sont concernés par la demande ni la suite donnée à cette demande qui ne figure plus dans le dernier CP du service.

Les inspecteurs soulignent que l'intérêt de la boucle courte de professionnalisation des agents est déjà démontré dans plusieurs exemples récents qui témoignent de la réussite de ce canal de développement des compétences : la formation sur le diesel d'ultime secours (DUS) réalisée avec l'aide du service commun de formation a été appréciée par l'ensemble des agents et la formation sur la station de pompage réalisée en autonomie par le service conduite a été enregistrée et transmise au CNPE de Gravelines.

Demande II.32 : Tenir régulièrement les comités de professionnalisation au niveau des équipes et des métiers de la conduite. Tracer et suivre les actions décidées dans ces comités.

Exploitation des observations en situation de travail (OST) par le processus de développement des compétences

En plus de permettre l'évaluation des compétences des agents et ainsi justifier les habilitations sous-jacentes, les OST sont utilisées comme une des données d'entrée des CP pour analyser le besoin de professionnalisation au sein du collectif d'équipe ou du métier d'après le processus élémentaire MP6.MCH-02.

Le compte rendu des OST réalisées par les managers des équipes de quart est très succinct. Le plus souvent, les champs renseignés se limitent à « conforme » ou « non observé ». D'après le contrôle qualitatif des OST réalisé par le service conduite en 2021, la majorité des OST ne permet pas de savoir si le niveau de compétence est atteint. Les OST n'aboutissent jamais à l'identification de nouveaux besoins de compétences.

Demande II.33 : Exploiter les OST réalisées au service conduite pour détecter les besoins de professionnalisation au niveau des équipes et des métiers de la conduite.

Rôle de l'appui formation conduite (AFCO) dans le développement des compétences

La note d'organisation du service conduite de Penly attribue à l'AFCO un rôle clé dans la gestion des compétences au sein du service [*...Il orchestre l'ensemble de la formation pour garantir le respect du programme annuel et participer à la construction de la GPEC du service. L'AFCO réalise la maîtrise d'ouvrage du développement des compétences pour le SCO, le management des compétences et l'évaluation de l'efficacité de la formation...*]. L'AFCO peut représenter le chef du service conduite dans la commission en charge du sous-processus MP6-MCH « Manager les compétences et les habilitations » d'après la note d'application de ce sous-processus sur le CNPE de Penly.

Les inspecteurs ont constaté lors de l'inspection que le rôle de l'AFCO dans le processus de gestion des compétences des équipes n'est pas respecté par les managers des équipes de quart. Les managers ne l'impliquent ni dans la préparation des CP, ni dans la définition des solutions formatives ou encore dans l'élaboration de la demande locale annuelle de formation au MCCO.

Par ailleurs, la fiche de poste attribuée à l'AFCO n'est pas en cohérence avec son rôle défini dans la note d'organisation du service.

Demande II.34 : Impliquer l'AFCO dans la gestion des compétences des agents du service conduite conformément à la note d'organisation de ce service et au processus d'élaboration de l'offre de formation.

Préparation des équipes au redémarrage du réacteur n°1

Le contrôle par sondage des formations suivies par un opérateur exerçant sur la tranche 1 a montré qu'il n'était toujours pas formé à la nouvelle platine de pilotage de la turbine installée en salle de commande de la tranche 1 (technologie ControStream). Arrivé d'un autre CNPE, il n'a pas suivi le programme de formation au référentiel VD3. Sa dernière participation à une mise en situation d'équipe de quart sur simulateur date de décembre 2019. Au jour de l'inspection, sa prochaine mise en situation sur simulateur était programmée en décembre 2022 (avec un an de retard) et ne sera pas réalisée dans son équipe.

Sur cette base, les inspecteurs considèrent que les conditions de professionnalisation de l'opérateur et son intégration dans son équipe ne sont pas optimales.

Demande II.35 : Accompagner l'opérateur concerné dans sa mise à niveau au référentiel VD3.

Demande II.36 : Recenser les opérateurs et les pilotes de tranche de la tranche 1 qui n'ont pas suivi le programme de formation au référentiel VD3 et prévoir l'action formative adaptée dans les délais compatibles avec le redémarrage du réacteur n°1.

Gestion des demandes de travaux (DT)

L'article 2.6.1 de l'arrêté INB dispose 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* ».

EDF a notamment décliné cette exigence réglementaire dans le référentiel managérial « écarts » référencé D455019001604 qui vise à « *définir les méthodes internes permettant d'assurer, suivant une approche proportionnée aux enjeux, la gestion des anomalies susceptibles de constituer des écarts* ». Toute anomalie matérielle constatée sur un EIP doit ainsi faire l'objet de l'ouverture d'une demande de travaux (DT) et d'un plan d'action constat (PA-CSTA) si cette anomalie est susceptible de remettre en cause le respect d'une exigence définie associée à l'EIP.

La note de management référencée D5039-MQ/MP000106 est relative à la rédaction d'une DT sur le CNPE de Penly ainsi qu'à « *l'organisation prise par le site pour son traitement dans les différents projets (tranche en marche, arrêt de réacteur et pluriannuel)* ». Elle identifie ainsi comment affecter la priorité d'une DT (et donc son délai de traitement) et l'organisation retenue par le site pour la prise en compte des DT (approbation des DT lors des réunions quotidiennes, comités DT organisés par le projet pluriannuel,...).

Afin de connaître les DT actuellement en cours de traitement sur le CNPE de Penly, l'outil de suivi Easy-Board a été utilisé par vos représentants. Si les inspecteurs ont pu constater que les prolongations des arrêts des réacteurs ont été mises à profit par le site pour réduire significativement le nombre de DT affectant les réacteurs (1 349 DT en cours fin 2021 contre 973 à la date de l'inspection), ils ont cependant relevé qu'au jour de l'inspection, 164 DT de priorité 3 dépassaient le délai maximal de traitement fixé à 16 semaines par votre référentiel interne et 11 DT de priorité 2 dépassaient le délai maximal de traitement fixé à 14 jours par votre référentiel interne.

Par ailleurs, l'examen par sondage de plusieurs DT a permis de mettre en évidence les éléments suivants :

- certaines DT sont toujours à l'état « approuvé » alors que l'anomalie matérielle était résorbée (cas de la DT n° 01129708) ou que les travaux ont été réalisés (cas de la DT n° 1271664) ;
- certaines DT sont affectées d'une priorité 2 ou 3 alors qu'en consultant celles-ci, la priorité retenue par le métier (et donc le délai de traitement) est différente au regard de l'absence d'impact ; toutefois, la priorité initialement définie n'a pas été modifiée ;
- suite aux réunions quotidiennes DT, il a été constaté que le traitement de certaines DT qui devait être réalisé sur le cycle tranche en marche (TEM) en cours à l'émission de la DT a été repoussé au cycle TEM suivant, sans que le service conduite ne se soit officiellement positionné

sur l'absence d'impact sûreté de ce report (cas du report d'une DT portant sur 2 ASG 092 PO permettant de prévenir du risque d'introduction d'oxygène dans la bache ASG, ce qui présentait un risque ultérieur de non-conformité aux STE) ;

- des DT ont été ouvertes sans que des PA-CSTA n'aient été créés alors que les anomalies relevées sont *a priori* susceptibles d'affecter une exigence définie (cas des DT n° 01129708, 1042331 et 951365 par exemple).

Au vu des éléments précités, les inspecteurs considèrent que la gestion des DT est perfectible, tant en termes de priorisation que de respect des délais de traitement et que l'interaction avec le processus d'ouverture des PA-CSTA doit être renforcée. A noter que ce constat vous a déjà été signalé dans la lettre de suites référencée CODEP-CAE-2020-055568 en date du 16 novembre 2020

Demande II.37 : Mettre en œuvre l'organisation nécessaire afin de prioriser correctement les DT (au besoin en redéfinissant si nécessaire la priorité initialement attribuée à une DT suite à la réalisation d'une analyse d'impact), les traiter dans les délais définis par votre référentiel interne et renforcer l'interaction des processus d'ouverture des DT et des PA-CSTA.

Préventif de maintenance en retard

Dans le cadre de la préparation de l'inspection, vos représentants ont transmis aux inspecteurs une extraction relative aux retards de réalisation des opérations de maintenance préventive sur les EIP du site. De nombreux retards s'expliquant par la prolongation de l'arrêt pour visite décennale du réacteur n° 1, les inspecteurs ont examiné par sondage des retards de maintenance affectant le réacteur n° 2.

Il ressort de cet examen que :

- plusieurs opérations sont mentionnées comme « *activités annulées* » sans que les raisons de ces annulations ne soient précisées et sans qu'il soit justifié du respect des périodicités définies par les prescritifs de maintenance ;
- plusieurs opérations sont mentionnées comme « *activités non nécessaires (à annuler)* » liées au fait que les matériels étaient à l'arrêt au moment de l'inspection et que les activités de maintenance ne s'imposaient donc pas ; les inspecteurs considèrent que ces activités ne sont donc pas en retard de maintenance (exemple du contrôle d'absence d'eau de la bache 2 ASG 323 BA) ;
- plusieurs activités sur les compresseurs LHP 400/401 CO ne sont pas réalisées au motif que ces matériels seront remplacés en 2023 ; or, le remplacement d'un matériel à court ou moyen terme ne dispense pas de la réalisation des opérations de maintenance préventive aux périodicités définies ;

- des activités ont été recalées ultérieurement, dans le respect des périodicités définies par les prescriptifs de maintenance associés ; ces activités ne sont *de facto* pas en retard de maintenance ;
- des activités ne peuvent être réalisées en raison de l'indisponibilité de certaines pièces de rechange, les périodicités définies par le prescriptif étant dépassées (cas des échanges standards des pompes RPE).

Au vu des éléments précités, les inspecteurs considèrent que le site ne dispose pas d'une vision des opérations de maintenance réellement en retard par rapport aux périodicités définies dans les prescriptifs de maintenance.

Demande II.38 : Transmettre la liste des activités de maintenance réellement en retard par rapport aux périodicités définies dans les prescriptifs de maintenance associés et proposer un échéancier raisonnable de réalisation de ces activités.

Non-qualités de maintenance (NQM)

L'article 2.4.1 de l'arrêté du 7 février 2012 relatif aux installations nucléaires de base prévoit que :

« I. - L'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré (SMI) [...] III. - Le SMI comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant : [...]

- *d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs;*
- *de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience (REX);*
- *de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise. »*

Les inspecteurs ont examiné un extrait, transmis par le CNPE, des non-qualités de maintenance déclarées ces deux dernières années, ainsi que les plans d'actions établis pour chacune d'entre elles afin de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience, permettant d'éviter in fine le renouvellement de ces événements et à plus long terme contribuer à améliorer la qualité des interventions de maintenance.

Les inspecteurs ont dans un premier temps examiné le constat C0000236164 lié à la détérioration indirecte d'un robinet survenue à la suite d'une activité de soudage d'une tuyauterie à proximité de ce robinet, dans le cadre de la mise en œuvre d'une modification matérielle. Une erreur de communication et de planification a contribué à ne pas réaliser une phase essentielle préalable à cette activité de soudage, qui était de démonter les éléments internes de ce robinet. Pourtant vos représentants ont admis que cette phase avait été identifiée en amont de l'activité et que le risque de détérioration des éléments internes du robinet était connu. Les inspecteurs ont constaté que la NQM n'a pas fait l'objet

d'un plan d'action spécifique visant à tirer le retour d'expérience de cette situation alors même que vos représentants ont eux-mêmes admis qu'ils considèrent cet événement comme « marquant ».

Demande II.39 : Réaliser une analyse spécifique sur cet événement et établir un plan d'action afin d'éviter son renouvellement.

Les inspecteurs ont examiné le constat C0000238098 relatif à la découverte en 2021 d'un mauvais sens de montage des vis de fixation des brides d'un manchon compensateur en élastomère, sur un ventilateur. Vous avez considéré que la NQM était en lien avec une intervention réalisée en 2017. Ce défaut de sens de montage ne permet pas de garantir la qualification de l'ensemble, et pourrait avoir pour conséquence l'agression du manchon compensateur par les vis de fixation. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs avoir, à la suite de ce constat, vérifié les montages similaires qui ont pu être réalisés sur d'autres ventilateurs remontés postérieurement à la date présumée de cette NQM et antérieurement à la découverte de l'écart. Les inspecteurs considèrent cette action comme étant une bonne pratique issue du REX. En revanche, vous n'aviez pas envisagé de vérifier la conformité des montages des brides de manchons compensateurs d'autres ventilateurs, alors qu'un certain nombre de matériels similaires semblent accessibles et contrôlables. Vos représentants n'ont pas présenté d'analyse renforcée des raisons de ces défauts de montage, et de justifications suffisantes pour garantir avec certitude de l'absence de reproductibilité de ce montage, eu égard à l'historique passé de réalisation de ces montages. Les inspecteurs estiment, au titre de l'exploitation du REX sur vos installations, qu'un programme de vérification par sondage élargi de la configuration des ventilateurs pourrait être mené afin d'analyser si une configuration de montage similaire est reproductible.

Demande II.40 : Procéder à l'analyse générique du constat susvisé en vous assurant que des montages analogues n'existent pas sur vos réacteurs. Vous établirez un plan de contrôle par sondage de ces ventilateurs et transmettez à l'ASN un bilan de ces contrôles.

L'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012 prévoit que :

« I. - L'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :

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

Cependant, pour les écarts dont l'importance mineure pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement est avérée, le traitement peut se limiter à la définition et à la mise en œuvre d'actions curatives. »

Les inspecteurs ont vérifié le constat ouvert à la suite de la découverte de l'inversion des sondes de température 1 RCV 215 MT et 1 RCV 219 MT sur les pompes de contrôle volumétrique et chimique RCV. Vos représentants ont indiqué avoir analysé l'absence d'aspect générique de ce constat et écarté un impact potentiel pour la sûreté étant donné que l'inversion des sondes n'a pas eu pour effet de remettre en question la disponibilité des matériels. Vous avez ensuite remis en conformité les sondes en les repositionnant.

Les inspecteurs considèrent qu'au regard des enjeux associés, les trois constats C0000236164, C0000302457 et C0000238098 auraient pu contribuer à remettre en question la disponibilité des matériels et témoignent d'écarts aux exigences définies d'équipements importants pour la protection. Ils estiment à ce titre que ces constats d'écarts auraient dû vous conduire à procéder à leur enregistrement dans des plans d'action (PA CSTA) qu'EDF a défini pour enregistrer les constats d'écarts. En l'absence d'ouverture de PA CSTA les inspecteurs ont constaté que la détermination des causes techniques, organisationnelles et humaines, ainsi que la définition des actions curatives, préventives et correctives appropriées n'ont pas été enregistrées conformément à votre référentiel.

Demande II.41 : Ouvrir les PA CSTA au titre de l'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012. Transmettre à l'ASN ces PA qui comporteront l'analyse de l'impact de ces écarts sur les intérêts protégés et les actions curatives, préventives et correctives que vous avez mis en œuvre.

L'article 2.6.4 de l'arrêté du 7 février 2012 prévoit que :

« I. - L'exploitant déclare chaque événement significatif (ESS) à l'Autorité de sûreté nucléaire dans les meilleurs délais. La déclaration comporte notamment :

- la caractérisation de l'événement significatif ;*
- la description de l'événement et sa chronologie ;*
- ses conséquences réelles et potentielles vis-à-vis de la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement ;*
- les mesures déjà prises ou envisagées pour traiter l'événement de manière provisoire ou définitive. »*

Les constats C0000236164, C0000238098 et C0000302457 n'ont pas été à l'origine de la déclaration d'ESS dans la mesure où vous avez estimé qu'ils ne remettent pas en question la disponibilité de ces matériels au regard des règles générales d'exploitation. Toutefois les inspecteurs estiment que ces constats témoignent d'un défaut de maîtrise de la qualité d'intervention de maintenance sur des EIP qui aurait pu vous conduire à déclarer un ou plusieurs ESS suivant le critère 10 « *Tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire* » du guide de l'ASN du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base et aux transports de matières radioactives.

Demande II.42 : Réexaminer au regard du guide de l'ASN du 21 octobre 2005 les événements sus-mentionnés afin de déterminer s'ils doivent donner lieu individuellement à la déclaration d'un ESS.

Les inspecteurs ont constaté, de façon générale, pour les différents exemples qu'ils ont examinés, que les NQM sont analysées de manière individuelle uniquement lorsque celles-ci ont conduit à déclarer des événements significatifs pour la sûreté ou bien dans le cadre d'un plan général d'action annuel mis en œuvre en application de votre SMI pour prévenir du risque de NQM. Ainsi les inspecteurs ont pu constater l'existence dans le cadre de ce plan d'action annuel de quelques actions opérationnelles telles que la mise en place d'un programme d'entraînement des intervenants des entreprises sous-traitantes en charge de la réalisation des activités. Par ailleurs, d'autres actions sont mises en place, que les inspecteurs considèrent comme étant des bonnes pratiques : identification d'activités sensibles avec mise en place de parades de sécurisation, établissement de revues de sécurisation,...

En revanche vos représentants n'ont pas pu présenter, pour les NQM contrôlées par sondage, d'analyse individuelle au cas par cas ni de plan d'action individuel permettant de tirer le REX pour les interventions futures.

A titre d'illustration concrète, les inspecteurs ont consulté le PA n°310553 relatif au levier déclencheur (tige de commande) de l'organe d'admission vapeur 2 ASG 159 VV lors de la visite complète de la turbine 2 ASG 041 TC réalisée sur l'arrêt du réacteur 2 en 2022. Ils ont constaté à cette occasion que l'écrou associé au levier déclencheur ne disposait pas à son extrémité de dispositif de freinage, cet écrou devant normalement être percé pour recevoir une goupille en guise de freinage et prévenir du risque de desserrage de l'écrou. Le PA prévoit une remise en conformité sur l'arrêt en cours, ce que les inspecteurs ont pu vérifier lors de leur visite sur le terrain, ainsi que les constats similaires sur les autres turbopompes et motopompes sur le CNPE. Vos représentants ont pu retrouver l'origine de cet écart comme étant une anomalie de montage ayant eu lieu sur la visite de la turbine 10 ans auparavant, dans la mesure où les intervenants n'avaient pas procédé, contrairement à ce qui était prévu, au perçage en local de la pièce neuve réceptionnée non percée. Le PA n°310553 évoque par ailleurs un remontage à l'identique depuis 10 ans au cours des maintenances passées par des intervenants non sensibilisés. Par ailleurs, vos services centraux ont prévu d'ouvrir une fiche de caractérisation de constat pour diffuser ce REX vers d'autres CNPE. Vous avez indiqué au cours de l'inspection que cette anomalie, qui est considérée comme une NQM, doit être traitée dans le plan d'action annuel du CNPE. Vous n'avez pas prévu d'effectuer une analyse individuelle de la NQM afin d'en tirer le retour d'expérience (REX) pour éviter le renouvellement de cet événement et analyser plus en détail ce qui a pu conduire à l'absence de perçage/goupillage de la tige de commande.

Demande II.43 : Améliorer, proportionnellement aux enjeux, la collecte du REX des NQM ayant eu lieu sur le CNPE, par la mise en place de plans d'actions individualisés permettant de tirer le retour d'expérience des non-qualités de maintenance de manière individuelle, dans l'objectif d'augmenter in fine la fiabilisation des interventions.

Demande II.44 : A titre d'exemple, mettre en place des plans d'actions individualisés à la suite des cas particuliers des constats C0000236164, C0000238098 et C0000302457.

Demande II.45 : Mener une analyse individuelle de l'anomalie de montage rencontrée, ayant abouti à l'absence de perçage/goupillage de freinage, objet du PA n°310553 afin de définir des actions concrètes permettant de prévenir le renouvellement de cette anomalie.

Contrôle des ancrages

Les inspecteurs ont procédé à la réalisation de contrôles in situ d'ancrages (chevilles, tiges filetées, etc.) permettant d'assurer en toutes situations le maintien d'EIP au génie civil afin de les comparer aux contrôles réalisés par vos équipes. A ce titre, ils ont utilisé différents instruments de mesure employés par vos équipes ainsi que par les entreprises sous-traitantes (utilisation de réglet, mètre, jeu de cales pour vérifier les décollements de platine...) sur les ancrages du système d'aspersion de l'enceinte (EAS), incluant des contrôles liés à l'écart de conformité 540 (ancrages des commandes déportées des vannes EAS). Ensuite, ils ont vérifié les gammes complétées utilisées par vos équipes afin de les comparer aux leurs. De manière générale, sur la dizaine d'ancrages contrôlés, ils n'ont pas identifié d'écart notable entre le contenu des gammes utilisées par vos équipes et les résultats de leurs propres contrôles, ce qui est satisfaisant. Par ailleurs, l'état global des ancrages vérifiés par les inspecteurs était conforme à l'attendu.

Toutefois, ils ont constaté que :

-une platine est décollée du génie civil à une distance approximative de 5 mm, distance mesurée en bord de platine, concernant le support G32030 de la tuyauterie 1 EAS 1001 TY. Les inspecteurs ont noté la configuration géographique défavorable du génie civil (mur convexe).

-une platine est décollée du génie civil, à une distance mesurée au jeu de cale de 3,3 mm au droit d'une cheville, et à une distance d'environ 6 mm en bord de platine, concernant le support G32401 de la tuyauterie 1 EAS 1002 TY.

La gamme de contrôle de 2014 associée à chacun de ces deux supports porte une mention « Oui » face à l'item « Absence de décollement de la platine au génie civil ». Les inspecteurs considèrent qu'au regard du décollement de platine observé sur ces deux ancrages, les gammes de contrôles auraient dû porter la mention « Non ». La mesure de distance du décollement des deux platines aurait dû être reportée dans les gammes de maintenance, et une analyse au cas par cas de l'impact de ces constats aurait dû être faite.

Demande II.46 : Au cours des contrôles réalisés portant sur les ancrages d'EIP au génie civil, noter dans un premier temps rigoureusement dans les gammes de contrôles les constats effectués avant d'analyser dans un second temps, au cas par cas, leur impact sur les intérêts protégés, que ces constats vous conduisent a posteriori à statuer sur leur bonne conformité ou à une réparation corrective.

Demande II.47 : Analyser l'impact du décollement des platines G32030 et G32401 au regard des critères du guide de réparation à l'indice en vigueur en 2022.

Les inspecteurs ont contrôlé les actions mises en œuvre par l'exploitant au titre de la résorption de l'écart de conformité n° 576 au sens du *guide 21 de l'ASN pour le traitement des écarts de conformité à une exigence définie pour un élément important pour la protection (EIP)*. Dans le cadre du contrôle de l'état de vos installations, vous vérifiez la conformité des ancrages (chevilles, tiges scellées...) au génie civil des EIP (tuyauteries, matériel électriques, moteurs, pompes...). EDF met en œuvre des nouveaux contrôles échelonnés progressivement et devant être achevés avant fin 2023 pour les réacteurs du palier 1300 MWe dont font partie les deux réacteurs du CNPE de Penly. Ils font suite à la parution en 2010 et 2011 de six programmes de base de maintenance préventive (PBMP) portant sur les ancrages d'EIP de différents types et regroupés par familles de matériel et types d'ancrages. Ces contrôles ont été mis en œuvre sur le CNPE de Penly à partir de 2014. Ces contrôles à échéance fin 2023 doivent d'une part achever les premiers contrôles demandés à échéance 10 ans suite à la première application de ces PBMP et doivent permettre d'autre part de confirmer un certain nombre de premiers contrôles à la suite des interrogations qui ont été émises sur la conformité de ces derniers depuis le début des années 2010. Les CNPE ont, à la suite de la réalisation de ces contrôles sur le parc, constaté la présence d'écarts de conformité au plan ainsi que de différents types de désordre dont l'origine daterait de la construction des réacteurs. Le CNPE de Penly a déjà réalisé une très grande majorité des contrôles liés aux 6 PBMP. Les inspecteurs ont vérifié la manière dont vos équipes se sont assurées de la conformité des contrôles initiaux. Les équipes du CNPE ont expliqué avoir réalisé de nouveau les premiers contrôles datant de 2014, étant donné qu'ils attribuent à ces premiers contrôles une moins bonne fiabilité en raison de leur « jeunesse » (PBMP jamais mis en œuvre auparavant). Une cinquantaine de contrôles d'ancrages d'équipements des systèmes EAS (aspersion de l'enceinte) et PTR (réfrigération et traitement des piscines) effectués en 2014 par une entreprise sous-traitante ont de nouveau été contrôlés en 2022. Les inspecteurs notent positivement le fait que vos équipes aient refait les contrôles ainsi que de l'absence d'incohérence entre les contrôles réalisés entre 2014 et 2022. Certaines différences existent entre 2014 et 2022 mais ont été justifiées par vos représentants par des modifications de l'installation connues qui auraient été réalisées entretemps ou par des écarts dont l'origine est postérieure à 2014. Par ailleurs, vos représentants ont justifié envisager l'extension de contrôles dans le cas hypothétique où des anomalies auraient été détectées, ce qui n'a pas été le cas sur cet échantillon.

Toutefois, les recontrôles effectués par vos équipes portent sur ceux qui ont été réalisés en 2014 par une unique entreprise sous-traitante alors que d'autres entreprises sous-traitantes ont été impliquées dans la réalisation de l'ensemble de ces contrôles. Vous avez en effet indiqué accorder une confiance plus importante dans les contrôles faits par ces autres entreprises sous-traitantes. Les inspecteurs notent que le taux global important sur le parc électronucléaire de non-conformité de contrôles initiaux constitue un retour d'expérience notable qui pourrait vous inciter à vérifier les contrôles effectués par

plusieurs entreprises sous-traitantes, selon un taux de sondage éventuellement adapté, et non pas par une seule entreprise sous-traitante.

Par ailleurs, les systèmes EAS et PTR contrôlés s'ajoutent à plus d'une dizaine de systèmes différents présents sur le CNPE, et ne représentent donc qu'une minorité de systèmes présents sur le CNPE. Les inspecteurs estiment que des ancrages d'autres systèmes auraient pu être intégrés dans l'échantillon de sondage. Enfin, il existe des milliers d'ancrages sur le CNPE au total (9000 en moyenne par réacteur) et les inspecteurs constatent que 50 contrôles refaits constituent un échantillon relativement faible (moins de 0,5 %). Les inspecteurs se sont donc interrogés sur la pertinence et sur la suffisance globale des contrôles de PBMP effectués et donc in fine sur la manière dont vous vous assurez du traitement de l'EC 576 sur vos réacteurs.

Demande II.48 : Dans le cadre de la résorption de l'écart de conformité n°576, vous positionner sur l'opportunité d'étendre le programme de vérifications par sondage des contrôles menés au titre des PBMP ancrages pour les rendre plus représentatifs statistiquement de l'ensemble des contrôles menés depuis 2014 afin de vous assurer de la conformité effective des ancrages d'EIP sur vos réacteurs.

Qualification du matériel aux conditions accidentelles

Qualification de clapets à boule

Les inspecteurs ont vérifié par sondage plusieurs FCC (fiches de caractérisation de constats sur un matériel qualifié aux conditions accidentelles), émises par le CNPE ou par d'autres CNPE du même palier, l'existence de fiches de position émises par vos services centraux sur les suites données au traitement de ces FCC, ainsi que les traitements réalisés sur votre site.

Ils ont vérifié en particulier la FCC n°2236 émise par le CNPE de Cattenom relative à la problématique d'un défaut concernant des clapets à boule du système d'échantillonnage primaire REN pour les CNPE ayant intégré la modification PNPP3071, dont vous faites partie. Cette modification consistait déjà, au milieu des années 2010, à remplacer à isofonctionnalité d'autres clapets non qualifiés par ces clapets, pour permettre leur fonctionnement en eau chargée active. A la suite de cette FCC n°2236 de 2020, la fiche de position D455620066848 a été émise en 2022 par votre entité nationale EDF/UNIE pour faire suite au constat émis en 2020 après découverte de ce nouveau défaut de qualification. Cette fiche de position envisage un remplacement de ces clapets par d'autres clapets équipés de boule revêtue de matière élastomère. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le constructeur rencontre des difficultés pour fabriquer ce type de matériel avec le niveau de qualification attendu. Ainsi vos services centraux n'ont pas pu, avec l'aide des CNPE, mettre en place sur ces clapets des activités de maintenance préventive en l'absence de filière d'approvisionnement, alors qu'un grand nombre de robinets peuvent être concernés sur le parc électronucléaire.

Demande II.49 : En lien avec vos services centraux, déterminer une solution palliative en prospectant une filière d'approvisionnement pouvant répondre à la problématique de

déqualification visée par la FCC n°2236. Informer l'ASN des solutions permettant de répondre à long terme à cette problématique de pérennité de qualification. Mettre en place un programme préventif adapté aux enjeux.

Mise à jour des notes d'organisation du CNPE

Les inspecteurs ont consulté certaines notes d'organisation du CNPE relatives à la déclinaison des référentiels nationaux liés à la qualification du matériel. Ils ont par exemple constaté entre autres que la note de management D5039 MQ/MP000217 « *gestion de l'obsolescence sur le CNPE de Penly* » indice 0 du 28 avril 2018 ainsi que la note de management D5039 MQ/MP000063 « *Définir et maintenir la qualification du matériel* » indice 1 du 12 avril 2021 déclinaient l'organisation définie dans le cadre de la directive interne DI 102 et de la directive DI 81 (relative à la pérennité de la qualification du matériel) alors que ces directives ont été remplacées respectivement d'une part par la note D450720015537 au dernier indice « *Organisation des actions relatives à la veille et au traitement de l'obsolescence* » et d'autre part par le référentiel managérial D450721007908 à l'indice applicable « *Pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels en exploitation* ». Les inspecteurs ont cependant noté que vous avez prévu en 2023 de faire évoluer vos notes d'organisation pour intégrer ces nouveaux référentiels nationaux.

Demande II.50 : Informer l'ASN de la modification de vos notes d'organisation pour les mettre effectivement en conformité avec les nouveaux référentiels nationaux susvisés.

Gestion des écarts liés à la qualification du matériel

Les inspecteurs ont vérifié le PA n°257526 concernant la remise en conformité des broches de centrage de la vanne 1 ASG 159 VV au cours de l'arrêt du réacteur 1 fin 2021, écart également remonté par la FCC 2521. Vous avez en effet, après démontage de cette vanne dans le cadre de la visite de la turbine 1 ASG 041 TC, détecté un épaulement au niveau des broches ainsi qu'un usinage particulier sur l'une des deux broches, entraînant un défaut de centrage de l'ensemble. Ce PA a été traité par une remise en conformité de l'ensemble des broches de centrage. Néanmoins, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'origine de l'écart faisait suite à une FCC ayant été validée à tort en 2011 sans respecter votre processus interne de validation des FCC et conduisant in fine à valider un maintien en état d'un matériel avec un défaut de qualification. Par ailleurs, les inspecteurs n'ont pas eu connaissance lors de l'inspection d'analyse menée sur le CNPE visant à éviter le renouvellement de cet écart.

Demande II.51 : Tirer le retour d'expérience de cette situation pour améliorer vos pratiques internes de validation des FCC afin d'assurer le maintien de la qualification du matériel.

Mise à jour de la liste des modèles industriels pour faciliter l'approvisionnement en pièces de rechange (PDR)

Le référentiel managérial « *Pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels en*

exploitation référencé D450721007908 indice 0 » du 04 octobre 2021 demande que les modèles industriels (MI) et les nomenclatures des matériels qualifiés aux conditions accidentelles (MQCA) élaborés par l'UTO soient d'abord rattachés dans l'espace numérique consacré aux CNPE du palier 1300 MWe de votre outil EAM, puis que les CNPE assurent le rattachement de ces MI aux équipements de leurs propres espaces numériques dans l'EAM. Ces MI vous permettent ensuite de faciliter l'identification des pièces de rechange utilisables sur ces MQCA dans le cadre des activités de maintenance. Ces MI participent à l'identification des matériels spécifiques du site par rapport aux autres CNPE, notamment des CNPE du même palier technique.

D'après vos représentants, votre objectif était de rattacher l'ensemble des PDR à des MI pour les matériels MQCA d'ici fin 2022. Au jour de l'inspection, il restait environ 10 % de ces matériels MQCA à rattacher (contrôle de la liste des MI puis vérification de leur rattachement à un équipement), soit environ 768 équipements à solder, dont majoritairement du matériel de robinetterie.

Demande II.52 : Vous engager sur une date d'atteinte de 100% de matériels rattachés des PDR des MQCA à un MI.

Visite des locaux des motopompes et turbopompes ASG :

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

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

Les inspecteurs se sont rendus dans les locaux abritant les motopompes et turbopompes des systèmes ASG sur les deux réacteurs. Ils soulignent le bon état général du matériel lors de leur visite. Toutefois, ils ont fait plusieurs observations : les bouchons d'orifice permettant d'introduire les dispositifs de mesure du niveau d'huile présentaient sur l'ensemble des motopompes et des turbopompes un jeu avec le corps de la pompe, pouvant laisser craindre l'introduction accidentelle de corps étrangers. En outre la gaine du câble électrique du coffret 1 ASG 004 CR semblait légèrement détériorée et avait fondu sous la vanne 1 ASG 160 VV. Le câble électrique du lecteur de pression 1 ASG 226 LP était sorti de son presse étoupe.

Demande II.53 : Traiter les constats observés par les inspecteurs dans des délais adaptés aux enjeux.

Les inspecteurs ont constaté la présence de matériel stockés à proximité des TPS et MPS ASG du réacteur 2 et détenus par l'entreprise sous-traitante en charge d'effectuer des travaux de réparation sur des tuyauteries à la suite de la découverte de corrosion sous contrainte sur vos réacteurs. Les

inspecteurs ont constaté que ce colisage ne respectait pas les règles de sécurité (colisage sur plusieurs niveaux inadaptés avec risque de chute). Cependant la distance entre ces matériels et les turbopompes et motopompes ASG au regard de la prévention du risque de séisme-événement semblait respectée. Par ailleurs, vos réacteurs étaient dans un état d'arrêt pour lequel ces matériels ne sont pas requis disponibles. Toutefois, les inspecteurs s'interrogent sur la pertinence de stocker ces matériels à proximité directe des turbopompes et motopompes relevant d'une importance décisive en matière de sûreté de vos réacteurs.

Demande II.54 : Remettre en conformité le colisage du matériel afin de respecter les règles de sécurité et prévenir le risque de chutes.

Demande II.55 : Vous réinterroger sur la pertinence de procéder à des stockages de matériels à proximité des turbopompes et motopompes ASG au regard du risque d'agression de celles-ci. Préciser comment ces colisages seront gérés et éventuellement évacués lorsque les motopompes et turbopompes ASG redeviendront requises disponibles au regard de vos règles générales d'exploitation.

Bilan de fonction « source froide »

L'article 2.5.1 de l'arrêté INB dispose 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 dispose quant à lui que « *l'exploitant identifie les activités importantes pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour* ».

Dans son référentiel managérial référencé D455019007553, EDF a identifié comme AIP (activité importante pour la protection des intérêts) « *la réalisation d'une intervention de maintenance (préventive ou curative) sur un matériel EIP* » (équipement important pour la protection des intérêts).

Pour de nombreux EIP, dont ceux appartenant à la source froide, le référentiel fixant la maintenance préventive est le programme AP913. Ce programme prescrit ainsi la nature des opérations de maintenance à réaliser ainsi que les périodicités associées.

Pour éviter une vision jugée trop parcellaire, EDF a décidé de mettre en place à partir de 2018 (cf. courrier référencé D455018003820) des bilans de fonction afin d'assurer une vision plus itérée et à plus long terme que les bilans trimestriels/semestriels imposés par le programme AP913. Le bilan de

fonction permet ainsi au CNPE d'avoir une vision synthétique des problématiques liées à la fonction (une fonction étant le regroupement de plusieurs systèmes élémentaires) et a pour objectif d'identifier les risques de défaillances du matériel, de proposer des actions de fiabilisation à court, moyen et long terme et de prioriser la mise en œuvre de ces actions.

15 bilans de fonction sont ainsi réalisés annuellement par EDF, dont un concerne la source froide, le CNPE de Penly ayant défini le contenu d'un bilan de fonction dans sa note de management référencée D5039-MQ/MP000265 intitulée « *Manager la fiabilité : réaliser les bilans de fonctions et matériels et suivre l'état de santé des composants* ».

Les inspecteurs ont examiné le dernier bilan de fonction « source froide », bilan établi en juin 2022 et qui couvre la période allant du 1^{er} avril 2021 au 31 mars 2022. A cette occasion, ils ont constaté que :

- le précédent bilan de fonction « source froide » couvrait la période allant du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020, si bien que les données du 1^{er} trimestre 2021 ne sont exploitées dans aucun bilan de fonction ;
- dans la partie « indicateurs de résultat », le bilan de fonction ne mentionne ni les actions de maintenance préventive en retard de réalisation ni les résultats des essais périodiques (ces données étant suivies par ailleurs) alors que la note de management précitée prévoit que ces éléments figurent au bilan de fonction ;
- la note de management précitée demande la représentation des indicateurs (événements significatifs, groupes 1 fortuits,...) sous forme d'histogrammes sur une durée de 36 mois ; or, le bilan de fonction ne présente les indicateurs que sur la période concernée ;
- la note de management précise pour les MTI (modifications temporaires de l'installation) que le bilan de fonction doit mentionner « *si un plan de résorption est planifié pour les MTI posés* » et qu'il convient de « *réaliser une analyse cumulative d'impact en cas de présence de plusieurs modifications temporaires sur un même système. Le cas échéant, l'absence d'impact doit être formalisé* ».
- 5 MTI étant posées sur le système CRF (circulation d'eau brute), il a été mis en évidence l'existence, pour chaque MTI, d'une échéance de résorption mais l'absence d'analyse cumulative de l'impact des MTI sur le système sur la durée pendant laquelle elles sont posées ;
- la note de management demande de « *faire un état des lieux des activités demandées dans les différents programmes locaux de maintenance préventive sur les matériels des systèmes de la fonction* » ; vos représentants ont indiqué que cet état des lieux est réalisé par les métiers de maintenance mais ce point n'est pas repris dans le bilan de fonction source froide réalisé par le service fiabilité-ingénierie ;
- enfin, la note de management précise au paragraphe 3.3.7 que « *l'objectif du bilan fonction est de remonter l'avis de l'ingénieur Chimiste afin de faire un renvoi d'image de la Chimie des différents circuits et des Plans d'Actions suivi en commission Chimie. Après échange avec l'Ingénieur Chimiste, il est possible d'ajouter des plans d'action au titre de la Chimie, pour optimiser les fiabilités des fonctions, une problématique locale sera alors créée dans le bilan fonction* ». Le bilan source froide présenté ne contient pas l'avis de de la chimie et les éléments présentés lors de l'inspection par vos représentants ne permettent pas de répondre à la demande.

Des éléments précités, il ressort donc que le bilan « source froide » établi par le service fiabilité-ingénierie ne contient pas un certain nombre d'éléments demandés par la note de management D5039-MQ/MP000265.

Demande II.56 : Réaliser les bilans de fonction conformément aux exigences définies dans la note de management D5039-MQ/MP000265.

Demande II.57 : Réaliser l'analyse cumulative d'impact des MTI actuellement posées sur le système CRF.

Une des problématiques identifiées dans le bilan de fonction « source froide » est relative aux fuites des robinets de lavage des filtres à coquillages du système CRF liées à une problématique de corrosion-érosion. Dans un contexte tendu au niveau national de disponibilité des pièces de rechange pour remplacer les robinets concernés, le CNPE de Penly met en œuvre, avant chaque arrêt de réacteur, un contrôle de l'épaisseur du corps de robinet pour déterminer s'il est nécessaire ou non de le remplacer lors de l'arrêt du réacteur. Vos représentants ont ainsi présenté un fichier de suivi des mesures d'épaisseur réalisées sur les robinets CRF des deux réacteurs.

Les inspecteurs ont constaté que plusieurs robinets présentent des épaisseurs significativement réduites par rapport à l'épaisseur de conception (par exemple, pour le robinet 2 CRF 102 VC, l'épaisseur mesurée en 2022 est de 10,5 mm pour une épaisseur nominale de 18,6 mm) mais qu'aucune épaisseur minimale (c'est-à-dire l'épaisseur en deçà de laquelle une rupture du robinet pourrait se produire) n'a été calculée.

Vos représentants ont indiqué que le métier propriétaire des installations doit se positionner sur la nécessité de remplacer ou non les robinets vus en sous-épaisseur mais comme aucune épaisseur minimale n'a été définie, les inspecteurs s'interrogent sur les modalités permettant au métier de se positionner. Les inspecteurs ont par ailleurs constaté que, pour une même épaisseur mesurée sur deux robinets, il a été décidé d'en remplacer un mais pas l'autre.

Demande II.58 : Préciser la méthode utilisée par le métier propriétaire pour définir l'épaisseur minimale de tenue à la pression des robinets de lavage des filtres à coquillages du système CRF, en deçà de laquelle le remplacement doit être réalisé.

Activités de maintenance sur des matériels de la source froide

Lors de l'inspection, plusieurs gammes relatives à des activités de maintenance réalisées sur la pompe 1 SEC 001 PO et prescrites par le programme AP913 ou des programmes locaux de maintenance préventive (PLMP) ont été examinées par les inspecteurs :

- visite de l'hydraulique de la pompe réalisée en juin 2019, la périodicité de cette activité étant triennale ;
- visite complète de la pompe réalisée en décembre 2020 (périodicité : tous les 6 ans) ;
- contrôle par ultrasons des crosses de fixation de la pompe réalisé en juillet 2020 (périodicité tous les 4 ans).

De manière générale, les gammes étaient correctement renseignées, reprenaient les exigences des prescriptifs de maintenance et vos représentants ont été en mesure d'apporter les éléments de réponse aux interrogations des inspecteurs. Par ailleurs, les inspecteurs soulignent positivement que de nombreuses activités de maintenance sur les pompes SEC sont réalisées en interne par le service électromécanique (activités non prestées).

Concernant le respect des périodicités de contrôle définies dans les prescriptifs de maintenance :

- pour la visite complète de la pompe, vos représentants ont indiqué ne pas avoir retrouvé la gamme renseignée de l'activité qui a été réalisée en décembre 2016, l'application informatique EAM attestant cependant de sa réalisation effective.
- Les inspecteurs appellent votre attention sur les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté INB selon lesquelles « les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée ».
- pour le contrôle par ultrasons, les deux derniers examens ont été effectués en janvier 2015 et juillet 2020, ce qui ne permet donc pas de respecter la périodicité quadriennale. Vos représentants ont indiqué avoir également détecté cet écart et il a été pris en action corrective la décision de réaliser ce contrôle à l'occasion de la visite de l'hydraulique de la pompe qui est réalisée en alternance avec la visite complète ; le contrôle par ultrasons sera ainsi réalisé tous les 3 ans.

Préalablement à l'inspection, et sur demande des inspecteurs, le CNPE de Penly avait transmis une extraction présentant les retards liés à la réalisation des opérations de maintenance sur des EIP. Si plusieurs retards sont justifiés par le fait que des matériels de la source froide étaient à l'arrêt au moment de l'inspection (exemples : appoints de graissage sur la pompe 2 CFI 001 KZ et contrôle et réglage du presse étoupe sur les pompes 2 CFI 101/102 PO), les inspecteurs ont mis en évidence que la dernière visite complète de la pompe 2 CFI 201 PO a été réalisée en juin 2019 alors que cette activité a

une périodicité biennale (et devait donc être réalisée avant juin 2021). Vos représentants ont indiqué que cette activité sera réalisée au plus tard pour le redémarrage du réacteur n°2.

Des éléments précités, il ressort donc plusieurs non-respects des périodicités de contrôle définies par les prescritifs de maintenance (AP913 et PLMP) sur des matériels de la source froide.

Demande II.59 : Prendre les dispositions organisationnelles nécessaires au respect des périodicités de maintenance préventive des matériels de la source froide définies par les prescritifs de maintenance (AP913 et PLMP).

Surveillance des prestataires

L'article 2.2.2 de l'arrêté INB 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. »*

[...] *Elle est exercée par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires »*

Le site a défini les modalités applicables pour la surveillance des prestataires intervenant sur le site de Penly dans la note de management référencée D5039-MQ/MP000230, cette note reprenant également les exigences nationales issues de la directive interne n° 116 (DI116) relative à la surveillance des prestataires.

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont ainsi examiné l'élaboration d'un programme de surveillance d'un prestataire intervenant dans le domaine de la robinetterie, notamment :

- la rédaction de l'analyse préalable ;
- la rédaction des fiches de surveillance ;
- l'évaluation globale de la prestation.

Les habilitations et compétences des agents d'EDF en charge de la surveillance des prestataires (chargés de surveillance et d'intervention et surveillants de terrain) ont également été examinées.

Habilitations, compétences et gestion prévisionnelle des emplois et compétences (GPEC)

La note référencée D5039-MQ/MP000230 dispose que « le chargé de surveillance est habilité SN2 par le management et dispose d'un niveau de compétence en adéquation avec la prestation à surveiller ». Pour les agents assurant la surveillance dans le domaine de la robinetterie, vos représentants ont indiqué que les formations suivantes devaient notamment être suivies :

- formation M800 : « chargé de surveillance » ;
- formation M821 : « surveillant terrain » ;
- différentes formations pour les métiers de la robinetterie : savoir spécifique métier MCR, M567, 7175, 7234,...

Les inspecteurs notent toutefois que les représentants du service électromécanique (SEM) n'ont pas été en mesure de présenter un document sous assurance qualité (note de management, procédure,...) définissant précisément les formations et actions de compagnonnage nécessaires à l'obtention des habilitations pour les postes de « chargé de surveillance » et « surveillant terrain » et pour assurer la montée en compétence des agents du service.

Demande II.60 : Identifier dans un document sous assurance qualité les formations et actions de compagnonnage nécessaires à la délivrance des habilitations pour les postes de chargé de surveillance et d'intervention et surveillant terrain et à la montée en compétence des agents du SEM dans le domaine de la robinetterie. Assurer dans le carnet individuel de formation la traçabilité des formations et actions de compagnonnage habilitantes.

L'examen du carnet individuel de formation (CIF) d'un chargé de surveillance et d'intervention (CSI) dans le domaine de la robinetterie a permis de mettre en évidence que cet agent a été habilité « chargé de surveillance » en janvier 2022, soit avant d'avoir suivi la formation M800 (réalisée en juin 2022) et les formations permettant d'assurer la montée en compétence en adéquation avec la prestation à surveiller (à titre d'exemple, l'agent a suivi la formation 7234 sur la robinetterie en juin 2022).

Si cette habilitation a été prononcée par le management du SEM sur la base d'équivalences au suivi des formations nécessaires, les inspecteurs considèrent que le système d'équivalence, qui est une bonne pratique afin de valoriser les connaissances acquises dans les précédents postes, ne peut concerner la quasi-totalité des formations identifiées comme nécessaires par le SEM pour occuper le poste de chargé de surveillance.

Suite aux échanges avec le chef du SEM, les inspecteurs ont mis en évidence qu'un CSI a changé de poste courant 2021, ce qui a conduit à nommer un surveillant terrain comme CSI sans que celui-ci n'ait

réalisé les formations nécessaires avant l'obtention de son habilitation. Les inspecteurs considèrent donc que la GPEC du SEM n'a pas été assez robuste puisque le départ d'un agent occupant un poste de CSI n'a pas été suffisamment anticipé. Les inspecteurs ont compris qu'une des difficultés rencontrées par le SEM était liée au fait que ce service est un vivier important pour la promotion interne au sein du CNPE. Cette particularité doit être prise en compte dans l'élaboration de la GPEC du service, y compris en terme de dotation en effectifs.

Par ailleurs, les inspecteurs ont également noté qu'en fonction du programme industriel, le site peut avoir recours à des ressources nationales et à des ressources d'autres CNPE pour les métiers de CSI dans le domaine de la robinetterie, ce qui traduit une fragilité en termes de ressources internes pour assurer la surveillance des prestataires.

Demande II.61 : Assurer une GPEC robuste au SEM, notamment en ce qui concerne les chargés de surveillance du métier robinetterie et prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour disposer en toutes circonstances, notamment en cas de programme industriel chargé, des ressources nécessaires pour assurer une surveillance adéquate des prestataires.

Demande II.62 : Prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour qu'un agent ne puisse être habilité qu'une fois les formations habilitantes réalisées. Le système d'équivalence peut être retenu, sous réserve que celui-ci soit utilisé à bon escient et fasse l'objet d'une traçabilité dans le carnet individuel de formation de l'agent concerné.

Surveillance renforcée de certains prestataires

Le retour d'expérience de certaines prestations peut amener EDF à placer des prestataires sous « surveillance renforcée », celle-ci pouvant être décidée à l'échelon local ou national. Chaque année, l'unité technique opérationnelle (UTO) d'EDF identifie les prestataires sous surveillance renforcée nationale ; pour l'année 2022, ceux-ci sont ainsi mentionnés dans le document référencé D450722001657.

Dans le cadre de l'élaboration d'un programme de surveillance, le CSI doit consulter l'application KALIF afin d'identifier si le prestataire concerné est placé en surveillance renforcée. Si tel est le cas, le programme de surveillance doit alors contenir un nombre d'actions de surveillance plus important et/ou des actions de surveillance ciblées sur les points pour lesquels le prestataire fait l'objet de la surveillance renforcée.

La note précitée identifie pour l'année 2022 qu'un prestataire est :

- placé en surveillance renforcée sur l'activité de soudage « *hors marchés de modification* » dans le domaine de la chaudronnerie/tuyauterie ;
- en suspension de qualification sur l'activité de soudage « *pour les marchés de modification* » dans le domaine de la chaudronnerie/tuyauterie.

Or, les inspecteurs ont constaté que ce prestataire qui intervenait sur des activités de soudage « *hors marchés de modification* » dans le domaine de la chaudronnerie/tuyauterie n'était pas identifié dans l'application KALIF en surveillance renforcée, ce qui a conduit le site de Penly à élaborer un programme de surveillance « classique » pour ce prestataire intervenant sur l'arrêt pour visite partielle 2P2222 et non un programme de surveillance adapté à la surveillance renforcée.

Postérieurement à l'inspection, des échanges ont eu lieu par courriel entre vos services centraux et l'ASN qui tendraient à démontrer que l'application KALIF est cohérente avec le document référencé D450722001657 mais les éléments présentés lors de l'inspection par vos représentants n'allaient pas dans ce sens.

Demande II.63 : S'assurer que les données mentionnées dans l'application KALIF sont cohérentes avec celles du document identifiant les prestataires qui seront au plan d'action national 2023.

Contrôle et validation du programme de surveillance

La note D5039-MQ/MP000230 mentionne que « *l'analyse préalable et le programme font l'objet d'un contrôle, le minimum requis est que le contrôleur soit SN3 et du métier. L'annexe 3 décrit les attendus du contrôle d'un programme de surveillance. La préconisation est que le programme de surveillance soit validé lors d'un comité de relecture. Le comité de relecture est composé du chargé de surveillance qui présente l'analyse préalable et le programme de surveillance, du chef de service ou son délégué (pilote surveillance du service ou chef d'équipe) et éventuellement du chargé d'affaire et du chargé de préparation concernés* ».

Lors de l'examen du programme de surveillance d'un prestataire intervenant dans le domaine de la robinetterie, les inspecteurs ont constaté que :

- l'analyse préalable et le programme de surveillance ont fait l'objet d'un contrôle (celui-ci étant formalisé dans l'application ARGOS) par une personne habilitée SN3 du métier robinetterie ;

- si l'existence d'une fiche d'aide au contrôle est jugée comme une bonne pratique par les inspecteurs, aucun document de type check-list ou application informatique ne trace les points examinés par le contrôleur du programme de surveillance ;
- le programme de surveillance n'a pas fait l'objet d'un comité de relecture.

Vos représentants ont indiqué que les comités de relecture des programmes de surveillance sont de manière générale très peu réalisés sur le site, ce point ayant été identifié lors de la revue du sous-processus associé comme une des faiblesses dans le domaine de la surveillance des prestataires.

Au regard des enjeux associés à la surveillance des prestataires, les inspecteurs considèrent que la validation d'un programme de surveillance par un comité de relecture peut être pertinente dans de nombreux cas (cas d'un prestataire en surveillance renforcée, cas d'une prestation présentant des enjeux importants pour la protection des intérêts,...) et qu'en conséquence, les dispositions organisationnelles doivent être prises pour que ces comités de relecture soient réalisés.

Demande II.64 : Prendre les dispositions organisationnelles nécessaires à la tenue des comités de relecture des programmes de surveillance le nécessitant.

Rapport de surveillance

La note D5039-MQ/MP000230 identifie qu'à l'issue de la réalisation des actions de surveillance et de l'évaluation de la prestation, le chargé de surveillance doit établir un rapport de surveillance constitué des éléments suivants :

- « l'analyse préalable,
- le programme de surveillance renseigné,
- les fiches d'actions de surveillance renseignées,
- les éventuelles fiches de constat de défaillance et leur traitement (courrier au prestataire),
- le procès-verbal de la réunion de levée des préalables,
- le document de suivi (DSI, OT...) ou références (ces documents comportent des points de notification levés attestant de la réalisation des actions de surveillance),
- la référence de la ou des fiches d'évaluation des prestataires élaborées ».

Ces dispositions sont issues du référentiel national DI116.

La note précitée précise par ailleurs que « *le rapport de surveillance fait l'objet d'un contrôle avant archivage, le minimum requis est que le contrôleur soit SN3 et du métier. La durée de conservation de ce rapport de surveillance est fixée a minima à 3 ans. Chaque service s'organise pour archiver les rapports de surveillance* ».

Il a été mis en évidence lors de l'inspection qu'il n'existe pas à proprement parler de rapport de surveillance puisque l'ensemble des éléments précités figure dans différentes applications informatiques (ARGOS, e-FEP, EAM,...), voire sont conservés sous format papier (procès-verbal de la réunion de levée des préalables).

Dans ces conditions, les inspecteurs considèrent que les modalités définies dans la note de management D5039-MQ/MP000230 relatives au rapport de surveillance (élaboration, contrôle et archivage) ne sont pas respectées.

Demande II.65 : Prendre les dispositions organisationnelles nécessaires au respect des modalités définies dans la note de management D5039-MQ/MP000230 relatives au rapport de surveillance.

Traitement des écarts et prise en compte du REX

L'exploitant a présenté de manière succincte en début d'inspection les principales étapes du traitement des écarts et a notamment rappelé les principes ci-dessous.

Lors de la détection d'une anomalie, une fiche de constat est rédigée. Cette fiche présente le constat, analyse l'impact sur la protection des intérêts et précise si une solution de traitement est définie ou non. Par la suite, soit une DT est ouverte pour résoudre le problème, soit un PA CSTA est ouvert sur décision de la méthode. Le CE et la FIS analysent les PA CSTA pour challenger les métiers sur leur caractérisation. L'analyse du caractère générique est d'abord faite sur le site (2 tranches, 2 voies) avant de faire remonter éventuellement l'écart vers le national. L'écart reste à l'état soldé tant que les mesures d'efficacité n'ont pas été mises en œuvre. Après vérification de l'efficacité des mesures, l'écart peut être clôturé.

Le processus Ecart (déclinaison du référentiel réglementaire et du référentiel managérial) du site est décliné via une note de processus élémentaire. Cette note prévoit un délai de caractérisation de 2 mois des constats, tracés dans un PA CSTA.

Pour ce qui concerne le REX national, une réunion hebdomadaire de pilotage du macro-risque « Ecart de conformité » est organisée. Sont notamment abordés pendant cette réunion les écarts de conformité (EC) en émergence sur le Parc, en particulier les EC concernant le site.

Les inspecteurs ont contrôlé l'organisation mise en œuvre sur le site et les dispositions techniques prises par EDF pour assurer le suivi et le traitement des écarts détectés sur les installations.

Dans le cadre de ce contrôle, les inspecteurs ont, en sus de l'examen documentaire, échangé avec le personnel et réalisé des observations de terrain.

Il ressort de ce contrôle que la déclinaison du référentiel national au niveau local est globalement satisfaisante. Le pilotage et l'animation du processus sont apparus dynamiques.

Les inspecteurs se sont intéressés à l'organisation et à l'animation du processus qui décline le référentiel national « écarts » selon trois axes : matériel (EIP), organisationnel (AIP ou SGI), écart de conformité.

Pour ce qui concerne les anomalies matérielles, toute ouverture d'une demande de travail (DT) fait l'objet d'un examen au cours de la réunion hebdomadaire du processus afin d'identifier un potentiel impact sur une exigence définie d'un EIP qui entraîne le cas échéant l'ouverture d'un constat (PA CSTA). Cet examen, qui fait office d'analyse de second niveau, est ensuite validé par la direction. Les inspecteurs ont pu vérifier par sondage la bonne tenue périodique de cette réunion. La liste des participants est bien tenue à jour et les actions sont correctement tracées.

En revanche, les inspecteurs ont constaté que les éléments d'analyse ayant conduit à une non-ouverture de PA CSTA ne sont pas renseignés dans le système d'information. Pourtant, le processus dispose de logigrammes et de critères d'aide à cette analyse. Les inspecteurs estiment qu'à minima le critère retenu devrait être renseigné.

A titre d'exemple, la DT n°01257226 concernant la pompe 2 ASG 092 PO mentionne un risque d'oxygénation de la bache ASG. Toutefois, l'analyse de cette DT n'a pas conduit à l'ouverture d'un PA CSTA sans justification tracée et sans que l'exploitant ne puisse citer un critère de non-ouverture listé dans la note « traiter un écart ».

Demande II.66 : Faire figurer dans les DT les principaux éléments d'analyse ayant conduit à la non-ouverture d'un PA CSTA et justifier la non-ouverture d'un PA CSTA concernant la DT n°01257226.

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage le suivi et le traitement des PA CSTA. La traçabilité des diverses phases de traitement et leur validation apparaissent satisfaisantes. Toutefois, le contrôle réalisé a montré des manques de rigueur dans le remplissage des formulaires (erreurs d'affectation, coquilles, etc.). Les inspecteurs estiment que ces manques sont susceptibles de dégrader le traitement des événements et leur capitalisation. Surtout, il est apparu que la tâche de caractérisation passe au second plan une fois les mesures compensatoires et les actions curatives mises en œuvre. Les inspecteurs ont ainsi identifié des PA CSTA pour lesquels le délai de caractérisation maximal prescrit, de 2 mois, n'avait pas été respecté, ce qui n'est pas conforme au référentiel. Ils ont notamment relevé que le délai de caractérisation de l'écart de conformité local lié au défaut de tenue mécanique des cosses de jonction Auxigaine était largement dépassé.

Demande II.67 : Mettre en œuvre les dispositions nécessaires afin de réaliser la caractérisation des écarts dans un délai conforme au référentiel et justifier, le cas échéant, le non-respect de ce délai.

Pour ce qui concerne les anomalies organisationnelles (AIP ou SGI), tous les constats ouverts dans le logiciel CAMELEON (VMT, OST, NQM, etc.) font l'objet d'un examen hebdomadaire vis-à-vis d'un impact éventuel sur des exigences définies associées à une AIP (ou des exigences du SGI). Les inspecteurs ont contrôlé par sondage le traitement de ces constats. Les formulaires apparaissent globalement bien renseignés et l'ergonomie du logiciel s'avère bien meilleure que celle du logiciel utilisé pour les anomalies matérielles. Toutefois, les inspecteurs ont relevé la présence de constats pour lesquels l'analyse avait conclu à un potentiel impact sur une AIP mais qui avaient été catégorisés dans les écarts à une exigence du SGI. Des sessions de formation des personnels qui renseignent les constats sont prévues, ce qui est satisfaisant.

Les inspecteurs ont réalisé un contrôle documentaire par sondage du suivi et du traitement des écarts de conformité. La fréquence de mise à jour de la liste des EC non clos est conforme au requis.

Les inspecteurs ont interrogé le pilote opérationnel du processus « écarts » sur les activités du processus en lien avec le retour d'expérience et les interfaces avec le processus REX.

Pour ce qui concerne les aspects matériels, le pilote opérationnel a répondu qu'aucune tâche relative à des activités de REX n'est prévue dans le cadre du processus. La réalisation du REX est réalisée par les services centraux (UNIE). Le site de Penly, comme tous les sites du parc EDF, alimente les bases de données nationales et bénéficie en retour des analyses des services centraux.

De plus, les inspecteurs ont noté que le site ne réalise lui-même aucune capitalisation, pas même pour les événements locaux. Les inspecteurs estiment qu'il devrait être en mesure de capitaliser sur les événements qui le concernent directement.

Demande II.68 : Mettre en œuvre une capitalisation des événements locaux qui concernent les anomalies matérielles.

Pour ce qui concerne les aspects organisationnels (AIP, SGI), le pilote opérationnel a répondu que ces aspects sont traités par le processus REX et les personnels en charge du « plan d'actions correctives ». Le pilote opérationnel n'a pas été en mesure de produire d'éléments concrets d'échanges d'informations entre les deux processus qui semblent fonctionner indépendamment l'un de l'autre. Les inspecteurs considèrent que des liens entre les processus « écarts » et « REX » devraient être établis.

Demande II.69 : Instaurer des échanges entre les processus « écart » et « REX » pour ce qui concerne les anomalies organisationnelles, ou expliciter en réponse à ce courrier les modalités pratiques d'échange qui n'auraient pas été présentées aux inspecteurs.

Gestion des modifications

Les inspecteurs ont constaté que l'organisation mise en place pour la gestion des modifications est globalement satisfaisante avec un point fort concernant l'intégration des modifications nationales.

Cependant, certaines modifications, comme la PTPE 0759, font l'objet de reports de mise en œuvre sans que ces derniers soient tracés ni même justifiés par une analyse d'impact, au motif que lesdites modifications sont jugées non notables par l'exploitant. Les inspecteurs considèrent que même si une modification est non notable, comme la modification PNRL 3958 – Mise en cohérence de l'EP RGE IX RCP 114 dans SAPEC (calcul du débit primaire dans les boucles), il demeure pertinent de tracer les raisons de son report dans la mesure où la modification peut participer à l'atteinte d'un objectif de sûreté ou à l'amélioration des conditions de travail des équipes. En outre, une analyse d'impact permet de s'assurer que tous les risques ont bien été pris en compte.

Demande II.70 : Tracer et justifier l'acceptabilité des reports de mise en œuvre des modifications non notables.

Contrôles terrain de la mise en place de modifications

Les inspecteurs ont procédé à des contrôles terrain sur les deux tranches en lien avec plusieurs écarts (qualification des fusibles sur départs 380 V, câblages d'alimentation 6,6 kV, fixations des torons de câbles des armoires électriques, supportage des lignes d'asservissement des soupapes SEBIM, freinage d'écrous pompes RIS/EAS, capteurs de pression d'huile sur pompe RCV, etc.) et plusieurs modifications (tuyauteries JPI, motorisation vanne tube de transfert, station de pompage et groupes froids).

De manière générale, les inspecteurs soulignent la qualité des actions réalisées pour le traitement des écarts et pour le déploiement des modifications.

Le principal constat négatif réalisé sur le terrain concerne la découverte d'un problème de cerclage du joint, récemment remplacé, autour du SAS 22m sur 1 EPP 238 TW dans l'espace inter-enceinte. Ce joint a été changé de façon préventive suite au remplacement du joint autour du SAS 6 m qui présentait un défaut d'étanchéité. Le CNPE a néanmoins indiqué que le défaut de cerclage sur 1 EPP 238 TW ne remet pas en cause l'étanchéité du joint et qu'en l'état le différentiel de pression est respecté.

Le site a immédiatement ouvert une DT à la suite du constat et a contacté le fournisseur pour une remise en conformité.

Pour rappel, l'espace inter-enceinte est maintenu en dépression par un système de ventilation qui collecte et filtre, en fonctionnement normal, les fuites venant de la paroi interne de l'enceinte de confinement avant rejet dans l'atmosphère. Une perte d'étanchéité d'un joint autour d'un sas ne permettrait pas de respecter la pression relative imposée par les STE dans l'espace inter-enceinte et

compromettrait le traitement des effluents avant rejet, sans omettre le non-respect des calculs de conséquences radiologiques en cas d'accident.

Par la suite, le site a transmis par courriel les justificatifs de mise en conformité du cerclage du joint (gamme cerclage renseignée et DSI), ce qui est satisfaisant.

Le CNPE de Belleville est également concerné par ce défaut d'étanchéité de joint autour des SAS inter-enceinte. Il semblerait que la cause du défaut soit identique, à savoir le vieillissement. L'ordre de grandeur de durée de vie observée des joints serait environ de 10 ans. Le CNPE de Penly a pris des dispositions locales sur le sujet qui consistent notamment à réaliser les contrôles visuels tous les 5 ans.

Le CNPE de Penly a d'ores et déjà communiqué avec les services centraux sur le sujet pour les alerter sur le caractère générique du défaut d'étanchéité des joints autour des SAS situés dans l'inter-enceinte.

Demande II.71 : Expliciter les raisons ayant conduit à ne pas détecter cet écart auparavant et en tirer les conséquences quant à l'éventuel renforcement de votre organisation relative à la détection des écarts affectant le matériel EIP (surveillance, qualité des actions de contrôle, etc.).

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE

Feuille de route « culture de sûreté »

Les inspecteurs ont examiné la feuille de route « culture de sûreté » de plusieurs services. La forme revêtue par ces feuilles de route est laissée à la libre appréciation des managers.

Observation III.1 : Sur la base des quelques feuilles de route examinées par les inspecteurs, ceux-ci n'ont pas été convaincus de la qualité du travail réalisé. Les actions projetées sont souvent apparues ponctuelles.

Requalification fonctionnelle des rallonges électriques après démontage

Lors de l'inspection inopinée réalisée dans la nuit du 27 au 28 novembre 2022, les inspecteurs ont suivi l'activité de mise en place d'une pompe de relevage à l'amont de la boudruche 0 SEO 005 BO qui obstruait l'émissaire W1. Pour réaliser cette activité, il a été nécessaire de démonter une rallonge électrique 2P+T afin de la faire passer à travers les grillages entourant la zone de détection située à l'amont de la zone protégée.

Observation III.2 : Aucune requalification, intrinsèque ou fonctionnelle, n'a été réalisée après le remontage de cette rallonge. S'agissant d'une prise dotée de trois connecteurs (phase, neutre et terre), le risque d'erreur est très faible mais ne peut pas être exclu.

Observation III. 3 : Le reste de cette activité n'a appelé aucune remarque de la part des inspecteurs, tant en ce qui concerne la mise en œuvre des pratiques de fiabilisation des interventions, le respect des règles de sécurité et de radioprotection et la gestion des interfaces sûreté/sécurité, abondantes sur cette activité.

Observation d'une visite managériale de terrain au service SAU

Les inspecteurs ont suivi la préparation, la réalisation et la restitution d'une « équipe dédiée terrain » au service SAU. L'activité observée portait sur la réalisation de l'essai périodique EP RPN 20003 en tranche 1 (contrôle de la chaîne de flux niveau intermédiaire 1 RPN 043 MA, réacteur à l'arrêt). Préalablement à cette activité, les inspecteurs ont assisté à la réunion de briefing des équipes du service, comportant notamment une animation autour du « safety message » du jour (relatif aux condamnations administratives).

Observation III. 4 : L'animation liée au « safety message » est apparue intéressante et illustrée de manière concrète. La qualité du pré-job briefing et du débriefing à l'issue de la réalisation de l'essai périodique était de bon niveau, voire de très bon niveau pour la partie débriefing. Pour suivre de façon plus neutre la réalisation de l'activité, il serait intéressant que les managers réalisant la VMT disposent d'une copie personnelle de la gamme qui sera utilisée par les intervenants.

Observation III.5 : la gamme utilisée pour le déroulement de cet essai périodique est une gamme palier (D1300EPA02649). Elle comporte en page 9/14 des informations qui ne correspondent pas strictement à ce qui apparaît à l'écran pour les intervenants sans que ceci soit nuisible : ligne 46 (bouton « impression » au lieu de bouton « imprimer », ligne 49 : bouton « imprimer » au lieu de bouton « OK » de la fenêtre active). La ligne 55 (« contrôler que la LED rouge s'éteint ») pourrait utilement être complétée de la mention « et que la LED orange n'est pas allumée ». Cette dernière remarque, mineure, amène par ailleurs au constat que les intervenants n'ont pas identifié lors du pré-job briefing le risque potentiel associé à une remise en configuration imparfaite à l'issue de l'intervention.

Prise en compte d'un presque-événement survenu à Flamanville

Dans le cadre d'un événement survenu à Flamanville (presque accident électrique sur une armoire DEL), l'UNIE a demandé aux CNPE concernés de conduire un certain nombre d'actions correctives.

Observation III.6 : Les inspecteurs ont constaté que l'échéance initiale prescrite par l'UNIE pour les actions demandées était dépassée. Le site a effectué une demande de report à l'UNIE, argumentée par le fait que le site souhaitait réaliser les interventions demandées tranche en marche. Il a été indiqué aux inspecteurs que l'UNIE aurait validé officieusement ce report. Or, l'examen de la fiche REX concernée montre que les travaux demandés peuvent être réalisés tranche à l'arrêt. Ceci ne démontre pas un empressement du site à traiter les situations de presque-accident électrique dont il a connaissance.

Qualité de la traçabilité des actions de contrôle des armoires coupe-feu

Lors de l'inspection de l'atelier appelé « atelier SUT », les inspecteurs ont relevé que la fiche de contrôle périodique d'une armoire coupe-feu avait fait l'objet d'une surcharge par le contrôleur, pour éviter d'avoir à établir une nouvelle fiche.

Observation III.7 : Ce type de pratique est à proscrire puisqu'il favorise l'émergence d'irrégularités. L'agent concerné a fait l'objet d'un rappel à l'ordre.

Examen des décisions directions prises en opposition avec la position de la filière indépendante de sûreté (FIS)

Les inspecteurs ont examiné les comptes rendus des décisions d'arbitrage pour lesquelles la position retenue (relative à la déclaration ou non d'un événement significatif pour la sûreté) n'était pas celle proposée par la FIS, ceci pour les années 2021 et 2022.

Observation III.8 : Cet examen n'a pas amené les inspecteurs à s'interroger sur les décisions prises et à demander un réarbitrage par la direction.

Renvoi d'image de la FIS aux services

Observation III.9 : Les inspecteurs ont apprécié la qualité des renvois d'image réalisés collectivement par la FIS à l'attention des services.

Prise en compte des remarques formulées oralement par les inspecteurs lors des inspections ASN

Observation III.10 : Les observations formulées oralement par les inspecteurs, transcrites par les ingénieurs chargés des relations avec l'ASN, sont intégrés dans l'analyse des signaux faibles périodiquement réalisée par le CNPE. Il s'agit d'une bonne pratique.

Réalisation du PJB lors des transitoires sensibles

Le bilan de MCCO relatif à la campagne de 2020-2021 fait état d'une application lacunaire du PJB par les équipes [...Le PJB apparaît moins structuré lorsque l'équipe n'utilise pas les fiches d'aide au PJB du guide technique transitoires sensibles ou lorsqu'ils le font suite à un aléa...]. Cette application ne s'est pas améliorée en 2021-2022 comme le témoigne le dernier bilan de MCCO [...Le PJB n'est pas à l'attendu. Il y a toujours une confusion entre la préparation de l'activité et le PJB...].

Le déroulement du PJB lors de la mise en situation n'échappe pas à ce diagnostic : si les risques, les parades et les paramètres à surveiller ont été évoqués lors du PJB, celui-ci est resté assez descendant et s'apparentait plus à un calage technique de l'activité.

Observation III.11 : Les inspecteurs notent positivement l'ouverture d'un constat suite aux écarts de réalisation du PJB observés sur une séance de simulateur comme mentionné dans la dernière analyse des signaux faibles à la conduite. En revanche, ils constatent l'absence d'actions reliées à cette pratique dans les plans d'actions MP3 des années 2021 et 2022 bien qu'elle soit identifiée régulièrement comme axe de progrès dans les bilans de formation au MCCO.

Contrat annuel des équipes de quart

Observation III.12 : Les inspecteurs ont constaté que le contrat annuel des équipes de conduite n'est qu'une déclinaison opérationnelle du contrat annuel de gestion du service conduite sans aucune action propre à l'équipe (diagnostic, performances, objectifs, indicateurs...) pour renforcer sa performance collective. La reconstitution des équipes aurait pu être l'occasion de diagnostiquer les points faibles au sein de chaque équipe et de définir les axes d'amélioration et les moyens qui seront mis en place pour atteindre les objectifs de performance visés.

Formation des opérateurs à l'utilisation de la nouvelle platine de pilotage de la turbine de la tranche 1

Dans le bilan de MCCO relatif à la campagne de formation 2020-2021, les formateurs notent que [...Le refus d'intégration de la nouvelle platine GRE sur simulateur dans le cadre de la rénovation du µREC par le ControSteam en parallèle sur tranche est dommageable pour la qualité des futures formations. L'outil de

formation devrait être au plus proche de l'outil de production...]. En attendant la mise à niveau du simulateur du SCF de Penly prévu à l'été 2023, les équipes de quart de la tranche 1 sont formées au référentiel technique et documentaire VD3 sur le simulateur du SCF de Paluel. Ce simulateur, comme les tranches de Paluel, n'intègre pas la nouvelle platine GRE.

Le bilan de MCCO relatif à la campagne de formation 2021-2022 fait état de [...réalisation de quatre sessions de formation chez General Electric à Belfort pour des groupes de quatre personnes (OP et PT) de sorte à ce qu'ils découvrent et manipulent la platine GRE dans le cadre de la rénovation du µREC par le ControStream...].

Observation III.13 : Les inspecteurs soulignent cette action de formation mais alertent le service conduite sur la nécessité de former l'ensemble des opérateurs à l'utilisation de cette platine.

Développement de la culture de sûreté dans le collectif des agents de terrain

Observation III.14 : Les inspecteurs ont constaté lors de leur visite des installations ou au travers des mises en situation en salle basées sur du REX récent survenu sur le parc que la culture de sûreté et le geste technique des agents de terrain méritent d'être renforcés. Les points suivants ont été notés :

- **Se déclarer primo-intervenant et demander l'aide de son manager si l'agent de terrain ne connaît pas le robinet qu'il doit manœuvrer ;**
- **Suivre entièrement la gamme de consignation et vérifier la position des robinets si ceci est demandé par cette gamme même si l'agent de terrain connaît la position attendue ;**
- **Transmettre à la salle de commande tout signal alarmant, bruit ou fuite détectés sur l'installation.**
- **Savoir manœuvrer les robinets à l'ouverture et à la fermeture en fonction de leur type (fermeture sur effort, ouverture sur *backseat*...)**

Par ailleurs, les inspecteurs notent positivement l'action A0000300426 « Mettre à disposition de chaque agent de terrain et chargé de consignation un carnet sur la particularité des vannes et réaliser un entraînement spécifique sur ces robinets en amont de la VP2-2022 ».

Documents prescriptifs en retard d'intégration

Observation III.15 : Dans le cadre de la préparation de l'inspection, vos représentants ont transmis la liste des documents prescriptifs en retard d'intégration sur le CNPE. Dans un tel cas de figure, une analyse d'impact ou de l'absence d'impact doit être menée et des éventuelles mesures compensatoires mises en œuvre. Les inspecteurs ont ainsi contrôlé par sondage que les non-intégrations de prescriptifs de maintenance n'avaient à ce jour pas d'impact sur les EIP associés (cas des PA-DOCN 212658, 271440

et 230430). Ce contrôle n'a pas amené les inspecteurs à formuler d'observation, les justifications étant jugées adaptées.

Traitement des écarts de conformité

Observation III.16 : Les anomalies constatées par les inspecteurs dans le cadre du traitement de l'EC 540 sur les vannes 1 EAS 019 VB et 1 EAS 011 VB étaient bien cohérentes, enregistrées et justifiées par note de calcul.

Qualification des matériels aux conditions accidentelles

Observation III.17 : Les inspecteurs ont contrôlé soit la bonne remise en conformité documentaire de gammes de maintenance à la suite de demandes d'évolutions de ces gammes nécessitées par la mise à jour des prescriptions de qualification du matériel, soit que vos représentants avaient bien vérifié que les actes de maintenance passés tenaient déjà bien compte de ces nouvelles prescriptions de qualification du matériel ou encore que les gammes de maintenance actuelles ne nécessitaient pas de modifications. Ils ont vérifié que les prochaines maintenances planifiées tenaient bien compte de ces nouvelles prescriptions. Ils ont vérifié la remise en conformité prévue du matériel dans un délai de 2 cycles après la mise en application du nouveau prescriptif de maintenance. Ils ont pu constater que des analyses de risque d'activités de maintenance tenaient compte du risque de déqualification du matériel. Ce contrôle n'a pas amené les inspecteurs à formuler d'observation sur les points vérifiés.

Emission des fiches de déclaration d'obsolescence

Observation III.18 : Votre processus interne applicable EDF/UTO n°D450720015537 prévoit que lorsque vous rencontrez un cas d'obsolescence sur votre site, une fiche de déclaration d'obsolescence (FDO) soit transmise au correspondant obsolescence du site, lequel la transmet ensuite à votre unité technique opérationnelle EDF / UTO, ce qui conduit vos correspondants d'UTO à vérifier si l'obsolescence est avérée et à trouver une solution de traitement de l'obsolescence. Les représentants du service présents lors de l'inspection ont indiqué que le processus lié à la gestion de l'obsolescence a évolué, les fiches de déclaration d'obsolescences étant désormais en général directement ouvertes par UTO. Toutefois les inspecteurs notent que, avant d'établir les FDO, les cas d'alerte d'obsolescence peuvent être émis en premier lieu par les CNPE qui ont la connaissance de leurs installations. Les inspecteurs ont constaté que le CNPE n'a pas ouvert de dossier d'obsolescence depuis 2019. Ils notent toutefois qu'au cours de leurs inspections sur les réacteurs EDF, ils ont pu constater que certains exploitants de CNPE ont pu toujours ouvrir chacun un ou deux dossiers d'obsolescence. Au titre de la prise en compte du REX générique sur l'ensemble du parc électronucléaire, ils encouragent le CNPE de Penly à continuer à ouvrir des dossiers d'obsolescence quand des cas d'obsolescence sont détectés.

Observation III.19 : S'agissant du PA n°257526 concernant la remise en conformité des broches de centrage de la vanne 1 ASG 159 VV, évoqué précédemment dans ce courrier, vos équipes ont considéré que cet écart ne peut pas concerner les autres vannes similaires sur les autres pompes en vérifiant les dossiers d'intervention des activités de maintenance antérieures sur ces autres matériels similaires. Les inspecteurs estiment que cette vérification semble une ligne de défense relativement sûre pour vous assurer que les autres matériels ne sont pas concernés par le même constat. Toutefois ils estiment que vous pourriez également planifier la vérification in situ de visu de matériels à l'occasion des prochaines activités de maintenance préventives lorsque ces matériels seront visités, permettant d'ajouter une ligne de défense supplémentaire pour garantir l'absence d'écart similaire.

Source froide

Observation III.20 : Le bilan source froide réalisé en juin 2022 fait état d'une augmentation du nombre de plans d'actions ouverts sur la période du 1^{er} avril 2021 au 31 mars 2022 et concernant les systèmes de la source froide. Le bilan justifie cette hausse par l'intégration de plusieurs modifications matérielles sur les systèmes de la source froide (PNPP3776 et PNPP3760 sur le système CFI, PNPP3817 sur le système CTE,...).

Les inspecteurs appellent votre attention sur le fait que l'intégration de modifications matérielles au niveau des installations ne s'accompagne pas nécessairement de l'ouverture de plans d'actions dès lors que les modifications sont rigoureusement réalisées conformément aux dossiers déposés par vos services centraux et autorisés par l'ASN.

Observation III.21 : Les inspecteurs n'ont pas été amenés à formuler d'observation sur les dérogations aux prescriptifs de maintenance qui ont été examinées lors de l'inspection et qui concernaient les visites internes des robinets manuels 2 RRI 039/044 VE, le contrôle du couple de serrage des boulons des brides installées au niveau des tuyauteries 1/2 SEC 003/004 TY et la visite de l'hydraulique de la pompe 1 SEC 001 PO.

Observation III.22 : Les inspecteurs ont pris note de deux demandes de dérogation au prescriptif de maintenance actuellement en cours d'élaboration par le CNPE de Penly et qui concernent les appoints d'huile sur les pompes CRF et les visites des réservoirs des filtres à sable des systèmes SDA. Dans l'attente, ces activités de maintenance continuent d'être réalisées aux périodicités prescrites, ce qui n'amène pas d'observation.

Observation III.23 : Une nouvelle doctrine de maintenance au niveau de la station de pompage a été élaborée par vos services centraux. Les sites ont été informés de ce nouveau prescriptif de maintenance via le courrier de mise en application daté du 18 mai 2022, l'intégration de ce prescriptif devant être réalisé par campagne (et non à une échéance calendaire prédéfinie).

Vos représentants ont indiqué que le plan d'action documentaire (PA-DOCN), document qui doit être ouvert pour toute intégration d'un prescriptif national, avait été créé le 29 novembre 2022, ce qui est jugé tardif par les inspecteurs au regard de la date du courrier de mise en application et qui se justifie, selon vos représentants, par le temps nécessaire pour réaliser l'analyse d'impact de ce nouveau prescriptif.

Les inspecteurs appellent votre attention sur le fait que les activités de maintenance prescrites par cette doctrine devront être intégrées aux arrêts de réacteurs réalisés à partir de 2023.

Observation III.24 : Les inspecteurs ont examiné le suivi des problématiques affectant la source froide et figurant au bilan de fonction. De manière générale, le suivi s'avère satisfaisant, les actions décidées étant globalement mises en œuvre dans les délais fixés. Les inspecteurs notent toutefois une problématique de disponibilité de plusieurs pièces de rechange nécessaires à la réalisation d'actions curatives (échange standard des vannes 1/2 CFI 062/066 VC, pompe de relevage des fosses CFI).

Observation III.25 : Lors de la journée du 30 novembre 2022, les inspecteurs ont contrôlé l'état des locaux abritant les pompes SEC (voies A et B) des réacteurs n° 1 et 2. A l'exception de phénomènes de corrosion relevés au niveau des pompes 1 SEC 003 et 004 PO et de plusieurs fuites au niveau du presse-étoupe de la pompe 2 SEC 004 PO, les inspecteurs tiennent à souligner l'état général satisfaisant des pompes SEC et vous invitent à poursuivre les efforts engagés dans le plan anticorrosion mis en œuvre sur le site.

Surveillance des interventions

L'élaboration d'un programme de surveillance conduit à identifier lors de l'analyse préalable la liste des points (appelés observables) qui devront faire l'objet d'actions de surveillance sur le terrain. Ces observables portent sur plusieurs thèmes comme les relations contractuelles avec le prestataire, le respect du planning, la sécurité (port des équipements de protection individuelle, mise en œuvre des parades en termes de radioprotection des travailleurs,...), la sûreté ou la conformité de l'activité.

Les inspecteurs ont constaté que le CNPE de Penly s'était fixé comme exigence que 40 % des observables des programmes de surveillance portent sur le champ technique de l'activité (conformité du geste technique, respect des exigences définies,...) et 20 % sur le champ sûreté.

Observation III.26 : Au regard du retour d'expérience des inspections menées sur le parc sur cette thématique, les inspecteurs considèrent l'exigence que s'est fixé le CNPE de Penly comme pleinement adaptée aux enjeux associés à la surveillance des prestataires et soulignent positivement cette bonne pratique.

Observation III.27 : Les inspecteurs ont noté la performance de l'application informatique ARGOS et la maîtrise de celle-ci par les agents qui l'utilisent. Les inspecteurs soulignent positivement la mise à disposition des CSI et surveillants de terrain de tablettes qui leur permet d'assurer aisément la surveillance des activités sur le terrain (les programmes de surveillance étant accessibles depuis la tablette) ainsi que de créer des fiches d'actions de surveillance inopinées en fonction des activités en cours au moment de leur surveillance.

Observation III.28 : Les inspecteurs soulignent la qualité de la trame utilisée par le site pour la réalisation de la réunion de levée des préalables.

Observation III.29 : Outre la demande relative à la validation des programmes de surveillance par un comité de relecture (cf. demande II.64), les inspecteurs ont constaté que les dispositions de la note D5039-MQ/MP000230 sont globalement respectées pour l'élaboration du programme de surveillance d'un prestataire intervenant dans le domaine de la robinetterie qui a été examiné : appropriation des exigences de la prestation par le CSI, rédaction de l'analyse préalable, détermination des différentes actions de surveillance à réaliser et des occurrences associées, identification des acteurs concernés par le programme de surveillance,...

Observation III.30 : Les fiches d'évaluation des prestataires examinées dans l'application informatique e-FEP n'ont pas amené les inspecteurs à formuler de constat, celles-ci étant étayées sur les différents champs et validées conformément aux dispositions fixées par la note D5039-MQ/MP000230.

Gestion des modifications

Les inspecteurs ont relevé une mauvaise gestion de deux modifications (PNPPP 3839 et PTPE 0759).

La PNPP 3839 concerne les trémies de transfert d'air participant au bon fonctionnement et, le cas échéant, au confinement dynamique des locaux. L'équipe commune a intégré la modification sans aléa. Lors d'un essai périodique DVN, l'intervenant a colmaté complètement la trémie qui avait fait l'objet de la PNPP 3839, ce qui lui permettait de vérifier son critère. L'intervenant a alors ouvert une DT pour le bouchage complet de la trémie. L'équipe commune a traité cette DT comme faisant partie de la PNPP 3839 et a décidé de boucher complètement la trémie. La PNPP 3839 n'indiquait pas clairement que les trémies ne devaient pas être bouchées totalement. Un autre essai DVN avec vérification d'un flux d'air entre les 2 locaux de la trémie devait ensuite être programmé. Du fait du colmatage de la trémie, cet essai, qui fait l'objet d'un critère A, ne pouvait pas être réalisé (transfert d'air nul). Après analyse, la trémie a été remise en configuration post PNPP 3839.

Une modification de l'installation a donc été réalisée sans analyse d'impact (sans FACR). Le non-respect du critère A aurait dû conduire à remettre en question la disponibilité de la fonction confinement iode dans ces locaux, ce qui n'a pas été fait.

Un évènement similaire était arrivé sur le CNPE de Belleville l'année précédente sans pour autant que le REX ait été pris en compte par le CNPE de Penly.

Observation III.31 : Les inspecteurs ont noté que la direction du CNPE avait décidé, après arbitrage, de ne pas déclarer cet événement au titre de la sûreté, malgré son caractère marquant et son impact sur l'impossibilité de vérifier un critère A du chapitre IX des RGE. La FIS avait pour sa part considéré que cet événement relevait d'une déclaration formelle à l'ASN.

Observation III.32 : Les inspecteurs ont constaté que le site rencontre des difficultés lorsqu'il s'agit de traiter un écart de conformité qui concerne un grand nombre de pièces et un geste technique peu aisé à réaliser (EC607-KRG / défaut de fixation des modules de connexion des cartes électroniques des armoires). En effet, les documents de suivi de cet écart ont mis en évidence des fragilités concernant la vérification de l'exhaustivité des contrôles et de la réalisation effective des mesures d'efficacité. Sur le terrain, un agent a ouvert une armoire KRG et les inspecteurs ont constaté que les vis concernées sont difficilement accessibles et, par conséquent, s'interrogent sur la qualité des contrôles.

80

Vous voudrez bien me faire part, sous deux mois pour les demandes prioritaires et sous trois mois pour les autres, des 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 vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

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).

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

L'inspecteur en chef

Christophe QUINTIN