

DIVISION DE CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE

N/Réf. : CODEP-CHA-2019-033610

Châlons-en-Champagne, le 1<sup>er</sup> août 2019

Monsieur le directeur du centre nucléaire  
de production d'électricité de Nogent-sur-Seine  
BP117  
Avenue Becquerel  
10401 NOGENT-SUR-SEINE CEDEX

**Objet** : Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Nogent-sur-Seine  
Inspection du 10 au 12 juillet 2019  
Thème : Rigueur d'exploitation – Management de la sûreté – Maîtrise de la conformité des installations et des référentiels d'exploitation à la démonstration de sûreté nucléaire

- Réf.** :
- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
  - [2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
  - [3] Note EDF D5350/DC/NO/001
  - [4] Note d'EDF n° D45501701201 du 29 janvier 2018
  - [5] Décision n° CODEP-DCN-2016-002862 du 3 février 2016
  - [6] Décision n° CODEP-DCN-2018-040000 du 10 août 2018
  - [7] Note d'EDF n° D305514007507 du 3 juin 2014
  - [8] Note EDF n° D4550.34-09/5682 – Directive DI 071
  - [9] D4008.27.01/Manuel Qualité de la Division du Parc nucléaire édition 2014
  - [10] 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 au transport de matières radioactives
  - [11] Note d'EDF référencée D4550.34-08/3998 indice 3 – Directive DI 074 – Définitions et principes d'organisation pour la gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires de l'installation (MTI)
  - [12] Lettre ASN n° CODEP-CHA-2019-012892 du 22 mars 2019
  - [13] Lettre ASN n° CODEP-DCN-2015-042199 du 23 décembre 2015

Monsieur le directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article L. 592-21 du code de l'environnement, une inspection a eu lieu du 10 au 12 juillet 2019 au centre nucléaire de production d'électricité de Nogent-sur-Seine sur le thème «Rigueur d'exploitation – Management de la sûreté – Maîtrise de la conformité des installations et des référentiels d'exploitation à la démonstration de sûreté nucléaire ».

Sur la base des constatations faites par les inspecteurs, je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

## **Synthèse de l'inspection**

L'inspection du 10 au 12 juillet 2019 avait pour objectif de contrôler l'organisation mise en œuvre par le site pour répondre aux exigences réglementaires associées au déploiement des modifications des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées attachées au 3<sup>ème</sup> réexamen périodique (RP3) du réacteur n° 1. Elle a notamment conduit l'ASN à confronter l'état réel des installations à celui requis par la démonstration de sûreté nucléaire à l'état technique visite décennale 2 (VD2) et documentaire « Dossier d'amendement aux règles de conduite normale (DA RCN) et dossier d'amendement sûreté (DA sûreté) » constituant le socle pris en compte par EDF pour la conception des modifications du RP3. Plusieurs systèmes portant le statut « EIP »<sup>1</sup> ont fait l'objet de contrôles sur le terrain et les modalités d'accomplissement de plusieurs actions locales à réaliser en situation d'accident ont été vérifiées.

Les inspecteurs ont également examiné les modalités d'identification des écarts et contrôlé par sondage les actions engagées par le CNPE au regard des dispositions prescrites au chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [2].

Les inspecteurs retiennent que les dispositions mises en œuvre pour assurer la traçabilité des actions à engager puis à réaliser après la découverte d'une anomalie susceptible d'affecter la qualification d'un EIP, présentent encore des fragilités. Les contrôles réalisés par sondage montrent que les informations reportées dans les outils utilisés par le CNPE ne permettent pas de statuer « en temps réel » sur la réalité des actions accomplies à la suite de la découverte de l'anomalie, la traçabilité requise par le système de gestion intégrée d'EDF étant systématiquement, pour les exemples examinés, en retard de phase. L'utilisation de ces informations introduit un biais d'une part, dans le processus de prise de décision mentionné à l'article 2.4.1 du titre II de l'arrêté en référence [2] et, d'autre part, lors de la confrontation des indicateurs issus de l'exploitation de ces outils aux indicateurs mis en place par les services centraux d'EDF. Ce biais est préjudiciable à l'évaluation de l'efficacité des processus rattachés au système de gestion intégrée mentionné à l'article L. 593-6 du code de l'environnement.

Au plan technique, si les systèmes contrôlés ne présentent pas de dégradations significatives, les inspecteurs ont noté plusieurs anomalies susceptibles d'affecter, à moyen terme, l'intégrité du système de refroidissement (SEC). Des actions de remédiation sont donc attendues de votre part en application des dispositions mentionnées à l'article 3.1 de l'arrêté en référence [2], notamment celle visant le 1<sup>er</sup> niveau du principe de défense en profondeur.

Les mises en situation visant l'application de plusieurs consignes encadrant les actions de terrain à réaliser en situation d'incident et d'accident ont révélé des dysfonctionnements des processus de validation de ces documents et des écarts révélés par leur application « à blanc ». Lorsque des évolutions de ces documents sont requises, les processus de traitement des écarts affectants ces documents requièrent une réactivité des services centraux d'EDF qui ne permet pas à EDF, à ce stade, de satisfaire pleinement l'exigence de conformité mentionnée à l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2] avant la première mise en œuvre des référentiels d'exploitation modifiés.

Enfin, les inspecteurs soulignent positivement la préparation et l'organisation de cette inspection par le CNPE.

\*

Vous trouverez en annexe les demandes et observations issues de cette inspection. J'appelle votre attention sur le caractère structurant de certaines d'entre elles. Vous voudrez bien me faire part de vos réponses concernant ces points dans un délai de deux mois, sauf mention contraire. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

---

<sup>1</sup> EIP : Élément important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, c'est-à-dire, un élément nécessaire à l'accomplissement d'une fonction requise par la démonstration de protection de ces intérêts ou un élément permettant de contrôler que cette fonction est assurée.

Si la connaissance de l'état réel des installations et la maîtrise des modifications font partie des priorités assumées par le CNPE, je vous informe que j'attacherai une attention particulière à l'effectivité des actions qu'elles appellent de votre part, en particulier dans le cadre du suivi des arrêts décennaux des réacteurs de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'assurance de ma parfaite considération.

Le Chef de Division,

Signé par

J.M. FERAT

Centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine - Inspection du 10 juillet au 12 juillet 2019

A. Demandes d'actions correctives

A1 - Modalités d'intégration des documents prescriptifs issus des services centraux

La note de programmation documentaire en référence [4] encadre les modalités de déploiement des dossiers d'amendement (DA) des règles générales d'exploitation (RGE). Elle prévoit notamment les séquences de mises en œuvre de ces DA, en interface avec le déploiement des modifications des installations afin de garantir la cohérence entre l'état réel des installations et celui pris en compte dans la démonstration de sûreté nucléaires et les RGE qui déclinent cette démonstration.

Le processus du CNPE pour encadrer le déploiement des référentiels dont la mise en œuvre est prescrite par les services centraux d'EDF, requiert la création d'un plan d'action spécifique (PA DOCN). Ces PA sont ensuite transférés aux services « métiers » concernés qui encadrent leurs actions d'élaboration de la documentation et de réalisation des éventuelles modifications des installations associées par des demandes de travaux (DT). Chaque DT est ensuite déclinée en « tâches élémentaires » (TOT) par ces mêmes services.

Concernant les modalités d'application de ces principes, les inspecteurs ont contrôlés les DT et TOT attachées aux DA VD3-1300 Lot A et DA VD3-1300 Lot A « optimisé » objets des courriers de l'ASN en références [5] et [6], les inspecteurs ont constaté que les DT ouvertes pour encadrer les modifications des chapitres III, VI et IX des RGE visaient les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine et que les exigences calendaires à satisfaire sont portées par les TOT afférentes. Compte tenu des principes de gestion des DT retenus par EDF, une DT ne peut pas être clôturée avant que chaque TOT rattachée ait été clôturée. Dans ces conditions, le parfait achèvement de la déclinaison des DA précités sur le réacteur n° 1 ne pourra pas être constaté avant leur déclinaison sur le réacteur n° 2 programmée en 2020. En outre, les inspecteurs ont constaté que le suivi réalisé par le service en charge du pilotage des lots documentaires ne conduisait pas à l'exploitation des informations rattachées aux TOT et aux DT. **Les outils et méthodes mobilisés dans ce cadre ne permettent donc pas à EDF d'apporter la preuve de sa capacité à satisfaire les dispositions de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2].**

**Demande n° A1-1 : Je vous demande de réviser les modalités de pilotage et de contrôle du déploiement des référentiels d'exploitation mentionnés à l'article R. 593-30 du code de l'environnement de manière à ce que le CNPE soit en mesure d'apporter la preuve du respect des dispositions de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2].**

Le processus d'identification des écarts, au sens de l'arrêté en référence [2], mis en œuvre par EDF s'appuie sur l'exploitation des données des DT. Or, le regroupement, au sein d'une même DT, d'actions similaires visant les deux réacteurs alors que les calendriers d'exécution de ces actions sur chaque réacteur est significativement différent, introduit *de facto* un biais significatif dans le processus d'identification et de traitement des écarts relevant des dispositions mentionnées au chapitre VI du titre II de de l'arrêté en référence [2]. En l'espèce, ce biais concerne les écarts relatifs aux défauts d'intégration des modifications des référentiels d'exploitation mentionnés à l'article R.593-30 du code de l'environnement.

**Demande n° A1-2 : Je vous demande de réviser les modalités d'identification des écarts afin que le défaut d'accomplissement d'une TOT rattachée à la déclinaison des modifications des référentiels d'exploitation mentionnés à l'article R. 593-30 du code de l'environnement soit pris en compte dans le processus mis en œuvre par EDF pour répondre aux dispositions mentionnées au chapitre VI du titre II de de l'arrêté en référence [2].**

Les inspecteurs ont examiné les outils utilisés par le CNPE pour assurer la traçabilité de la déclinaison effective des référentiels prescriptifs. Ils ont constaté que le dossier d'amendement « *Physique du dôme* » prescrit en juin 2017 par vos services centraux fait l'objet de quatre plans d'actions (PA) créés le 20 décembre 2017 auxquels sont associées 22 actions élémentaires. Parmi celles-ci, deux actions sont planifiées à l'échéance de septembre 2020, les autres étant planifiées en septembre 2019. **Or, la démonstration de sûreté nucléaire des réacteurs de 1300 MWe à l'état technique VD3 prend en compte la résorption de l'écart affectant la modélisation du refroidissement du dôme de la cuve du réacteur, en situation d'accident. Dans ces conditions, l'achèvement de toutes les actions attachées à la déclinaison DA « *Physique du dôme* » doit intervenir avant le redémarrage du réacteur n° 1 à**

**P'issue de son arrêt n° 1D2319 afin de satisfaire les dispositions de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2].**

Les DA VD3-1300 P4 Lot A et DA VD3-1300 P4 Lot A « optimisé » précités encadrent les modalités d'intégration de la modification PNPP 3589 relative à l'installation de dispositifs d'alcanisation dans les puisards du bâtiment réacteur. Pour autant, les inspecteurs ont constaté que cette modification a été réalisée en anticipation sur le réacteur n°1 en 2017. Cette déclinaison anticipée est contraire aux modalités décrites dans la note en référence [7]. Dans la mesure où cette modification a une incidence sur le contenu des règles générales d'exploitation, l'intégration de la modification des EIP sur la base d'un référentiel d'exploitation différent de celui mentionné dans la note en référence [7] constitue un écart relevant des dispositions du IV de l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2].

**Demande n° A1-3 : Je vous demande de renforcer le contrôle interne des modalités de déclinaison des modifications des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées afin de prévenir tout écart aux dispositions du dernier alinéa de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2].**

### **A.2 Identification des écarts**

Le III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] mentionne que le système de gestion intégrée comporte notamment « les dispositions [qui permettent à l'exploitant] d'identifier et de traiter les écarts ». L'organisation que vous avez mise en place pour respecter cette prescription s'appuie sur les dispositions organisationnelles et techniques spécifiées dans les documents établis par vos services centraux. Il s'agit notamment des prescriptions MET 260N, MET 270N et MET 290N du manuel qualité en référence [8].

La capacité à engager un processus de traitement d'écart dépend de l'aptitude des acteurs, y compris les intervenants extérieurs, à détecter puis signaler un écart d'ordre technique ou organisationnel. Ces derniers doivent donc connaître les exigences définies, au sens de l'arrêté en référence [2], et les exigences fixées par le système de gestion intégrée mentionné à l'article L. 593-6 du code de l'environnement, pour actionner le processus précité et, notamment, être en mesure de procéder à l'évaluation de l'importance de l'écart, au plan de la protection des intérêts, dans les délais mentionnés aux articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté précité.

Lorsqu'une anomalie vise un matériel, le système de gestion intégrée requiert l'ouverture d'une demande de travaux (DT). Les DT sont prises en charge par le système d'information (SDIN) qui structure leur traitement. Si la maîtrise de ce système n'est pas encore optimale, la pertinence et la qualité des informations introduites dans le SDIN sont notablement insuffisantes pour justifier l'accomplissement des actions requises, notamment lorsque la DT est consécutive au constat d'une anomalie susceptible de remettre en cause la qualification, donc l'aptitude fonctionnelle, du matériel concerné.

Les demandes de travaux (DT) sont classées par catégories : les DT « AM » (anomalie matérielle), les DT « SC » (sécurité), les DT « DT » (dispositif temporaire) et les DT « GP » (gestion de projet). Les DT « AM » font l'objet d'un suivi particulier et d'un compte-rendu régulier auprès de vos services centraux. Le cycle de vie des DT est suivi par l'avancement les indicateurs « d'état » parmi les choix suivants : soumis, accepté, approuvé, traité, soldé, clôturé. Seuls les états « soldé » et « clôturé » assurent la traçabilité de l'accomplissement des actions attendues, les autres indicateurs traçant l'avancement du processus décisionnel visant à préparer l'accomplissement de ces actions.

Lors de leurs contrôles par sondage, les inspecteurs ont constaté que la DT « GP » n° 699132 relative à la pompe 1ASG032P0 constitue aussi une DT « AM » dans la mesure où l'analyse succincte de la nocivité de l'anomalie fait état d'une quantité d'huile insuffisante pouvant provoquer une dégradation de la pompe. La fiabilité du système ASG est donc remise en cause par la persistance de cette anomalie alors que ce système est nécessaire en situation d'accident. De même, la DT « GP » n° 706792 créée le 20 avril 2016 fait état « d'appoint fréquents de COOLELF depuis fin 2013 » et vise le réservoir de liquide de refroidissement du groupe électrogène de secours à moteur diesel 1 LHP.

**Les règles de catégorisation des DT appliquées par EDF introduisent *de facto* un biais dans le pilotage de la conformité des réacteurs à leurs exigences définies et ne traduisent pas systématiquement le respect des principes prescrits à l'article 2.3.1 (politique de protection des intérêts) de l'arrêté en référence [2].**

Plus largement, les inspecteurs notent, sur la base des éléments transmis en inspection, que 401 DT autres que les DT « AM » sont ouvertes et visent, *a priori*, une anomalie matérielle qui affecte le réacteur n° 1.

**Demande n° A2-1 : Je vous demande de réviser le processus de traitement des demandes de travaux (DT) afin que les règles de classement de ces dernières ne conduisent pas à une appréciation erronée de l'état réel des EIP lors des prises des décisions mentionnées au I de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2].**

Les délais d'établissement d'un « ordre de travail » (OT) sont définis à partir d'une matrice de criticité

« production/risque » considérant cinq niveaux de priorité (P1 à P5). La création d'un OT est un préalable à la planification des tâches d'exécution associées au traitement de la DT sachant que les niveaux de priorité P1 à P3 imposent une intervention dans des délais contraints. Les suites données à plusieurs DT ont fait l'objet d'un contrôle particulier de l'ASN.

Concernant la DT n° 706792 précitée, les inspecteurs ont constaté que l'indicateur de cette DT est à l'état « traité » alors que les investigations et réparations requises ont été réalisées sous couvert de l'OT référencé 1234208. Classée en priorité P3, les délais d'accomplissement des actions correctives ont significativement dépassé les échéances spécifiées dans votre système de gestion intégrée et n'ont pas été révisés en cohérence avec les demandes de l'ASN en référence [12]. Pour autant, la correction de l'anomalie n'est pas tracée dans l'outil de suivi des DT.

Concernant la DT n° 208438 relative à la pompe 1SEC002PO créée le 8 février 2016, les inspecteurs ont noté que le délai d'action est associé initialement à une priorité P3. Ce niveau de priorité a été déclassé en « P5 » sur la base d'une analyse du service métier concerné. Pour autant, lors des contrôles « terrains » les inspecteurs ont constaté des montages hétérogènes des liaisons boulonnées du système SEC et une corrosion active des composants de ce système. La pertinence du reclassement des actions attachées à la DT n° 208438 et, plus largement, des contrôles de conformité réalisés par EDF dans le cadre du 3<sup>ème</sup> réexamen périodique du réacteur n°1 est donc à ré-évaluer.

A l'inverse, lors des contrôles réalisés sur le terrain, les inspecteurs ont constaté plusieurs anomalies matérielles affectant des équipements importants pour la protection des intérêts qui ne sont pas mentionnées dans l'outil de suivi des DT.

Dans ces conditions, la connaissance de l'état réel des installations ne peut pas être totalement obtenue par l'exploitation des données contenues dans les outils de traçabilité qu'EDF utilise pour justifier que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation.

**Demande n° A2-2 : Je vous demande de procéder, à la consolidation des informations mentionnées dans votre outil de suivi des DT. Concernant le réacteur n° 1, vous veillerez à :**

- Procéder à la revue de chaque DT (quelle que soit sa catégorie) non soldée à la date de l'inspection ;
- Solder les DT pour lesquelles la revue vous amènera à constater que les actions requises ont déjà été réalisées ;
- Identifier parmi les DT restantes celles relevant d'une anomalie matérielle ayant un impact potentiel ou avéré sur la qualification des équipements ;
- Réaliser les actions qui permettront de solder les DT cités ci-dessus au cours de l'arrêt 1D2319,
  - avant le rechargement du réacteur, pour les DT visant des EIP dont la qualification et la disponibilité, au sens des spécifications techniques d'exploitation, sont requises à partir de l'état « APR2 » ;
  - avant le redémarrage du réacteur pour les DT visant des EIP dont la qualification et la disponibilité, au sens des spécifications techniques d'exploitation, sont requises à partir de l'état « RP ».

Les DT « AM » sont affectées aux « systèmes élémentaires » concernés par les anomalies. Lorsque les spécifications techniques d'exploitation (STE) prévoient, pour certaines anomalies remettant en cause la disponibilité du système affecté, des conduites à tenir particulières, les DT mentionnent explicitement la nature et l'événement STE à poser : l'effet cumulé des anomalies affectant un même système est pris en charge par la règle du cumul des indisponibilités selon les modalités spécifiées par les STE. En revanche, lorsque les anomalies considérées à titre isolé ne remettent pas en cause la disponibilité du système au sens des STE, le processus de gestion des DT ne permet pas d'évaluer l'impact du cumul des DT concernant un même système sur les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. A titre illustratif, 15 anomalies affectant le système RRA font l'objet d'une DT (la plus ancienne étant ouverte depuis le 14 avril 2015) au statut « traité » ou « approuvé ». En l'absence d'évaluation de l'effet cumulé des anomalies à l'origine de ces DT, la disponibilité du système RRA, au sens des spécifications techniques d'exploitation, n'est pas justifiée alors que l'état AN/RRA est un état sûr en cas d'accident affectant notamment les circuits secondaires du réacteur.

**Demande n° A2-3 : Je vous demande d'explicitier, dans le processus d'identification des écarts, les dispositions prises pour détecter les écarts, au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [2], résultant du cumul de plusieurs anomalies, lorsque celles-ci affectent le même système ou la même fonction.**

### **A.3 Déclinaison des règles de conduite en situation d'incident et d'accident**

Les règles et consignes de conduite en situation d'incident et d'accident (CIA) du DA VD3-1300 Lot A P4 ont fait l'objet de deux prescriptifs internes de vos services centraux en date des 22 mars et 15 juillet 2016. Les inspecteurs ont constaté que le second envoi annule et remplace le premier, les consignes de conduite transmises initialement ayant été créées à l'aide d'une application défectueuse. Ces consignes ne prenaient pas non plus en compte les modifications induites par le dossier « DA GSK » ni celles induites par la modification PNPP 3605 relative aux alarmes demandant d'entrer dans le document d'orientation et de stabilisation (DOS).

Une nouvelle mise à jour des règles et des consignes CIA a de nouveau été transmise par vos services centraux en octobre 2018. Cette mise à jour visait à décliner le DA VD3-1300 P4 Lot A « optimisé » objet de la décision de l'ASN en référence [6].

La note de gestion D5350/SQ/SURTE/NPE/103 mentionne qu'il incombe « *au service sûreté qualité de vérifier l'adéquation des procédures du chapitre VI des RGE avec l'état technique de l'installation* ». La réalisation en anticipation de la modification PNPP 3589, sans que sa déclinaison ait été réalisée dans les consignes CIA, révèle que le processus mis en place ne permet pas de garantir la conformité de la documentation applicable à l'état réel de l'installation.

Par ailleurs, le processus décrit dans la note de gestion précitée ne présente pas la nature du contrôle réalisé pour répondre à l'objectif précité bien que l'élaboration des consignes CIA soit une activité importante pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. En particulier, les modalités d'accomplissement du contrôle technique prescrit à l'article 2.5.3 de l'arrêté en référence [2] ne sont pas décrites. Enfin, les contrôles réalisés par les inspecteurs les ont amenés à relever un risque de régression important lors de la mise en œuvre des fiches locales d'actions de terrain dans la mesure où les documents issus des services centraux ne tiraient pas le bénéfice des évolutions apportées aux fiches locales appliquées à l'état technique et documentaire antérieur.

**Demande n° A3-1 : Je vous demande de décrire dans la note référencée « D5350/SQ/SURTE/NPE/103 », les modalités de réalisation du contrôle technique des procédures CIA et des fiches d'actions locales attachées à ces procédures.**

**Au plan opérationnel, compte-tenu du retour d'expérience du déploiement des procédures CIA à un état technique et documentaire antérieur à l'état VD3-1300 P4 Lot A « optimisé », de procéder au contrôle de conformité mentionné au 2 de la note D5350/SQ/SURTE/NPE/103 et de tracer les résultats de ce contrôle conformément aux dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2].**

### **A.4 Validation à blanc des consignes CIA et des documents d'application.**

La note « D5350/SQ/SURTE/NPE/103 » mentionne que la vérification de « l'applicabilité des consignes de tranche APE et ITS nationales » porte en particulier sur l'intégration des remarques éventuelles issues de la validation à blanc. Les inspecteurs ont contrôlé par sondage plusieurs fiches d'actions locales (RFLi) attachées au DA CIA BK déployé en 2017 sur le réacteur n°1. Ces contrôles ont révélé que :

- la RFLi 207 demande à ce que le compte-rendu d'accomplissement de l'action de réalimentation de la pompe PTR022PO est à présenter à l'opérateur réacteur alors que le demandeur de l'action est le superviseur. Cette imprécision provoque *de facto* un transfert de la responsabilité préjudiciable au fonctionnement de l'équipe de conduite ;
- la RFLi 215 identifie la nécessité d'une manœuvre des registres de ventilation DVL032VA, DVL007VA et DVL008VA. Ces registres ne sont pas aisément accessibles. La traçabilité des « vérifications à blanc » fait état de la nécessité de recourir à des échafaudages dont l'installation devrait être prise en charge par les services d'astreinte en charge de la logistique. En situation d'accident, l'installation d'échafaudage induit fatalement un retard dans l'exécution des manœuvres requises, ce retard n'étant pas pris en compte lors du dimensionnement de la consigne de conduite ;
- La RFLi 196 impose l'exécution de consignes appliquées en fonctionnement normal et dégradé. Si cette pratique permet de prévenir des incohérences dans des documents d'application de nature différente alors que les actions à accomplir relèvent de pratiques courantes d'exploitation, les processus de traitement des modifications des consignes d'exploitation normale diffère de celui mis en œuvre pour le traitement des modifications des consignes CIA. Cette pratique n'est pas prévue par la doctrine relative à l'élaboration des

consignes de conduite CIA ;

- Le temps d'exécution des manœuvres encadrées par les fiches n'est que très rarement contrôlé et confronté aux hypothèses de conception de la stratégie de conduite CIA, alors que des temps d'exécution significativement plus longs sont de nature à remettre en cause cette stratégie.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que la plupart des signalements adressés à vos services centraux à l'issue des validations à blanc concernent des évolutions jugées nécessaires par les utilisateurs des règles et des consignes. Pour autant, ces évolutions ne sont pas prises en compte lors des mises à jour importantes des référentiels d'exploitation comme celles associées à un réexamen périodique. Outre les effets négatifs d'une telle pratique sur la mobilisation des acteurs de terrain, la persistance de celle-ci est de nature à promouvoir la propagation d'anomalie d'un état documentaire à l'autre révélatrice d'une forme d'accoutumance à l'écart. Dans ces conditions, le caractère applicable des documents de conduite en situation d'incident ou d'accident est ainsi remis en cause, comme l'illustre la propagation de l'écart objet de la fiche 2FE1410 relative à la surveillance du système EAS dans les règles ECPRO et ECTRO.

**Demande n° A4-1 : Je vous demande, avant le rechargement du réacteur n° 1 de :**

- **procéder aux modifications des règles, consignes et RFLi dont la mise en œuvre est requise en situation d'incident et d'accident, applicables à l'état technique et documentaire de ce réacteur avant son rechargement afin de résorber les anomalies issues des validations déjà réalisées par le CNPE, que celles-ci fassent l'objet d'une fiche « forum CIA » ou non ;**
- **résorber les anomalies repérées en inspection lors des mises en situation ;**
- **de réaliser la validation à blanc des consignes et RFLi requises dans le domaine d'exploitation « APR » et, si nécessaire, d'y apporter les correctifs requis avant l'engagement du rechargement**

**Demande n° A4-2 : Je vous demande de procéder, avant chaque changement d'état mentionné dans la note en référence [8], à :**

- **la validation des règles, consignes et RFLi dont l'application est requise dans l'état qui suit et d'y associer les éléments de traçabilité requis à l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2] ;**
- **à la résorption des éventuelles anomalies révélées par les validations précitées avant le changement d'état considéré afin de garantir le respect des dispositions de l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2].**

Si les correctifs visés par les demandes n° A.4-1 et A4-2 consistent en la réalisation d'une modification matérielle, vous veillerez à indiquer, dans le même délai, le calendrier prévisionnel du déploiement de ce correctif, en justifiant le délai associé et en précisant les éventuelles mesures compensatoires que vous mettez en œuvre dans l'attente du déploiement dudit correctif.

**Demande n° A4-3 : Je vous demande, à titre conservatoire et en l'attente d'une évolution de la doctrine visant le référencement et l'association de documents d'exploitation normale dans les règles de conduite CIA, de rendre autoportante la RFL 196 afin que l'agent de terrain ne s'expose pas à devoir exécuter des actions sans disposer, en local, de la procédure adaptée.**

#### **A-5 Evaluation quotidienne du niveau de sûreté de l'installation**

Les inspecteurs ont assisté à une confrontation entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté. Ils retiennent de cette confrontation, pour sa partie relative au réacteur n° 2 :

- la persistance d'un doute concernant l'étanchéité entre les deux voies du système RRA. Les investigations menées par les inspecteurs ont permis d'identifier l'ouverture de la DT n° 00748314 le 16 juin 2019 (P3). Cette DT a été annulée le 18 juin 2019 par l'intervenant extérieur qui assiste EDF pour la gestion administrative des DT lors de l'arrêt 1D2319 ;
- la consignation de la TAC en raison d'un contrôle des batteries. Le compte rendu de la confrontation mentionne la pose de l'événement STE « LH4 » associé à un délai d'indisponibilité de 14 jours (soit une réparation avant le 24 juillet).

Concernant le premier point, la dépressurisation simultanée de la voie A et de la voie B du système RRA alors que les organes qui assurent l'isolement de ces deux voies sont fermés est de nature à remettre en cause l'exigence de conception relative au critère de défaillance unique mentionné dans le rapport de sûreté des réacteurs de 1300 MWe à l'état technique VD2. L'analyse n° A 59/19 établie postérieurement à l'inspection fait apparaître, *in fine*, que la



communication entre les deux voies a été constatée le 10 avril 2019, à l'issue de l'arrêt du réacteur n° 2 pour économie du combustible. Cette analyse attribue le couplage hydraulique des deux voies à une inétanchéité du clapet 2RRA222VP.

Le système RRA est nécessaire en cas d'accident affectant la fonction de refroidissement du réacteur par les générateurs de vapeur. L'indépendance des deux voies du système RRA est nécessaire pour justifier de la capacité à gérer une brèche sur le circuit RRA, les accidents de perte de réfrigérants primaires dans les états d'arrêts pouvant être la conséquence d'une brèche sur ce circuit. Les spécifications générales d'exploitation (STE) prévoient que « *l'exploitant doit, dans tous les cas, mettre tout en œuvre pour revenir à la situation normale dans les plus brefs délais, sans dépasser les délais impartis par les prescriptions du paragraphe V de chaque domaine d'exploitation* ».

De même, la dépressurisation simultanée des deux voies du système RRA constatée le 10 avril 2019 introduit un doute sérieux sur le comportement à terme de ce système. Le paragraphe VII.1.6 du chapitre « Généralités » des STE encadre les modalités de gestion des situations de ce type, le doute devant être levé dans les meilleurs délais, en l'espèce celui attaché à l'indisponibilité d'une voie du RRA, soit 7 jours.

De plus, la suppression de la DT n° 00748314 par un intervenant extérieur remet en cause la capacité d'EDF à mettre en œuvre le processus de traitement des écarts dans les conditions décrites dans le système de gestion intégré et, *in fine*, à satisfaire les dispositions du chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [2]. Dans la mesure où le traitement des écarts est une activité importante pour la protection des intérêts (AIP) mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, toute action conduite en application des dispositions de l'article 2.6.1 de l'arrêté précité doit faire l'objet d'une surveillance d'EDF, notamment lorsqu'elle est exécutée par un intervenant extérieur. Les informations recueillies en inspection n'ont pas permis de tracer l'origine de la demande d'annulation de la DT ni la motivation de cette annulation.

#### **Demande n° A5-1 : Je vous demande de :**

- **De déclarer un événement significatif en application de l'article 2.6.4 de l'arrêté en référence [2] et du guide de l'ASN en référence [10] sous couvert des critères :**
  - **n° 3 dans la mesure où l'événement RRA1 aurait dû être posé le 10 avril 2019 et l'analyse n° A59/19 précitée produite au plus tard le 17 avril 2019 pour justifier sa levée ;**
  - **n° 10 dans la mesure où l'annulation de la DT n° 00748314 a laissé sans cadre le traitement du dysfonctionnement constaté.**

Concernant la TAC, les inspecteurs ont constaté que l'information reportée sur le compte-rendu de la confrontation n'est pas cohérente avec les exigences portées dans les spécifications techniques d'exploitation applicables sur le réacteur n° 2 dans la mesure où la durée maximale autorisée en fonctionnement dégradé lorsque la TAC est indisponible est de 7 jours. Cette exigence est notamment la conséquence du courrier en référence [13]. Les inspecteurs ont toutefois noté que l'événement LH4 posé en salle de commande mentionnait bien un délai maximal toléré d'indisponibilité de 7 jours.

Ce constat révèle un défaut dans les modalités de collecte des informations nécessaires à l'atteinte d'un des objectifs de la confrontation hebdomadaire, à savoir statuer sur la conformité des installations et des pratiques d'exploitation aux exigences mentionnées dans les règles générales d'exploitation.

#### **Demande n° A5-2 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience des situations constatées par les inspecteurs et notamment, de les prendre en compte lors de l'évaluation périodique du processus MP3 attaché au système de gestion intégré réalisée en application de l'article 2.4.2 de l'arrêté en référence [2]**

#### **A.6 Mises en situation**

Des mises en situation ont été réalisées sur le réacteur n° 2 à l'état technique VD2 et à l'état documentaire « DA Sûreté ». Ces mises en situation visaient à contrôler que les consignes et actions demandées « en local » aux agents de terrain pouvaient être réalisées et prenaient bien en compte l'état réel des installations.

A6-1 Mise en situation – Perte de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE) cumulée à un blocage multiple de grappes de commande – conduite de la réalimentation en eau par le circuit de secours (ASG)

La démonstration de sûreté nucléaire prévoit, en cas d'échec de l'arrêt de l'arrêt automatique du réacteur consécutif à

une perte de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur, la réalimentation du réservoir d'eau ASG sous un délai d'une heure à compter de l'initiateur. Cette réalimentation permet de prévenir la mise en œuvre de la conduite accidentelle en gavage ouvert. Les inspecteurs ont fait dérouler les consignes de conduite depuis l'apparition des alarmes simulées en salle de commande jusqu'à l'application des fiches d'actions demandant le lignage adéquat des installations pour réalimenter le réservoir. Seules les modalités d'accomplissement des actions requises par les fiches d'actions E16, LL157, LL76 et LL69 ont été contrôlées.

Le délai d'accomplissement des actions nécessaires à la réalimentation du réservoir ASG par le système SER en gravitaire a été mesuré en 1h40 (dont 30 mn de déroulement des logigrammes d'orientation) dans les conditions de simulation accélérées précitées. Les délais de lignage ont notamment été ralentis par la présence de consignation de vannes en raison des travaux de maintenance en cours sur l'autre réacteur.

**Demande n° A6-1.1 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée en ce qui concerne le caractère conservatif des délais de réalisation des actions requises pris en compte à la conception des règles de conduite en situation d'accident.**

Les inspecteurs ont également constaté que :

- la fiche E16 attend le compte-rendu de l'application de la fiche LL76 avant de lancer l'action suivante. Lors de la simulation, l'action a été considérée dans un premier temps en échec. L'opérateur en charge de la fiche E16 a donc demandé la mise en service de la pompe ASG171PO. La consigne l'oriente alors dans un logigramme dont le temps d'exécution peut conduire à la dégradation des équipements nécessaires à la réalimentation du réservoir ASG si la pompe n'est pas alimentée ;
- la fiche E16 est entachée d'une erreur d'orientation au niveau du test « LHA sous tension par LGD ou LHP » dans la mesure où la réponse à ce test ne permet pas de poursuivre le déroulement de la consigne ;
- la fiche LL76 comporte des inversions de repères des vannes 0 ASG 251 VD et 0 ASG 252 VD (repères du réacteur n°1) qui conduisent à la rendre inopérante. Ce constat est susceptible d'affecter également la fiche LL69 ;
- les fiches LL69 et LL76 demandent, en sortant du bâtiment BAG commun aux deux réacteurs, de se rendre dans le local KA0505 sans préciser le réacteur concerné. Même si en situation réelle, une confusion dans l'identification du réacteur accidenté est peu probable, les inspecteurs ont constaté une hésitation de l'agent de terrain lors de la simulation ;
- la fiche LL69 requiert l'accomplissement d'action dans le local KA0503, ce dernier étant un local à risque d'anoxie. Or, cette fiche n'impose pas à l'agent de terrain d'être équipé d'un oxygène-mètre. En l'absence de ce dispositif, l'accomplissement de l'action attendue de l'agent de terrain ne peut pas être garanti.

**Demande n° A6-1.2 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée et d'apporter, sans délai, les correctifs aux fiches LL69 et LL76 afin que leurs modalités d'application n'induisent pas d'incompatibilité avec les stratégies de conduite prescrites par les règles CIA, celles-ci étant notamment fondées sur le principe de défense en profondeur mentionné à l'article 3.1 de l'arrêté en référence [2].**

#### A6-2 Mise en situation – Perte totale des alimentations électriques – Réacteur en production

En cas de perte totale des alimentations électriques (situation H3 de la démonstration de sûreté nucléaire), l'arrêt automatique du réacteur est obtenu par la chute des grappes de commande. Le turbo-alternateur (système LLS) entraîné par la vapeur issue des générateurs de vapeur assure la production de l'énergie nécessaire à l'alimentation électrique de la pompe assurant l'injection aux joints des pompes primaires et, *in fine*, le maintien de l'intégrité du circuit primaire. La mise en situation s'est focalisée sur l'étape de réglage du débit d'injection aux joints des pompes primaires via la pompe RCV191PO.

Les inspecteurs ont demandé l'exécution des fiches d'actions locales suivantes :

- LL 44 : mise en place des généphones (en réel) ;
- LL08 : réglage du débit d'injection aux joints (simulé).

#### Application de la fiche LL44

La mise en place des généphones a été perturbée par la présence d'un dispositif temporaire d'enregistrement de

paramètres d'exploitation raccordé sur l'une des voies nécessaires au raccordement des généphones sous le panneau P08 de la salle de commande. L'opérateur a donc raccordé les généphones sur deux autres voies disponibles; ce branchement n'a pas provoqué la mise en service des généphones. Les inspecteurs retiennent que l'absence de mention des voies de raccordement des généphones d'une part, sous le panneau P08 et d'autre part, sur la fiche LL44 n'a pas permis à l'opérateur d'identifier la configuration requise pour rendre possible la communication entre les opérateurs en salle de commande et les agents de terrain en cas d'accident.

De même un raccord non identifié (probablement lié au dispositif temporaire précité) sur le coffret de raccordement des généphones (prises GN1 BL-BAS-Pinces, GN1 BAN A, etc..) a conduit à un mauvais raccordement par l'agent de terrain.

Enfin, les inspecteurs retiennent que l'analyse de risque, attachée à l'installation du dispositif temporaire précité (lié à une anomalie de comportement de la pompe 2RCV191PO) n'a pas permis à EDF d'identifier les incidences de la modification temporaire de l'installation sur la capacité des équipes de conduite du réacteur à réaliser les actions requises par les procédures de conduite en cas d'accident. Ces constats révèlent des écarts aux modalités d'application de la directive interne d'EDF en référence [11].

**Demande n° A6-2.1 : Je vous demande d'apporter les modifications nécessaires :**

- **au branchement du dispositif d'acquisition temporaire visant à remonter l'information d'un capteur situé en aspiration de la pompe 2RCV191PO si celui-ci doit être maintenu en place alors que le réacteur se trouve dans un domaine d'exploitation où la pompe 2RCV191PO est requise ;**
- **aux modalités de réalisation des analyses de risque déployées à l'amont de la mise en œuvre des modifications temporaires des installations compte tenu de leurs incidences possibles sur l'applicabilité des consignes et fiches d'actions CIA.**

*Application de la RFLLL08*

La fiche LL08 demande à l'agent de terrain de régler manuellement le débit d'injection entre 7 et 9 m<sup>3</sup>/h en agissant sur la vanne RCV 268 VP. Sa mise en œuvre a révélé les difficultés suivantes :

- le local de la vanne RCV 268 VP n'est pas précisé sur la fiche LL08. L'agent de terrain a donc sollicité la salle de commande pour localiser cette vanne, en l'absence des généphones en situation accidentelle, la communication entre l'agent de terrain et la salle de commande n'aurait pas été possible. En outre, l'agent de terrain n'a pas été en mesure de repérer la vanne RCV 268 VP ;
- la sensibilité de la vanne de réglage du débit n'est pas compatible *a priori* avec la plage des débits tolérés pour cette manœuvre. Les inspecteurs retiennent également que l'action requise n'est jamais réalisée lors de manœuvres d'exploitation courantes ;
- l'indicateur de débit se trouve dans un local éloigné de celui de la vanne réglante (étage différent), ce qui impose de multiples déplacements de l'opérateur fortement consommateurs de temps, d'autant plus longs en cas de perte de l'éclairage des locaux et des moyens standards de communication avec la salle de commande (le généphone se trouvant également à distance de la pompe). Dans ces conditions, l'accomplissement du réglage requis dans les délais impartis est fortement remis en cause ;
- la fiche ne mentionne pas le recours possible aux dispositifs compensatoires disponibles en salle de commande afin d'assurer l'accès des agents aux locaux techniques en cas de perte de l'alimentation électrique des dispositifs de contrôle des accès.

**Demande n° A6-2.2 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée. Vous veillerez notamment à identifier les modifications à apporter aux installations qui permettront d'augmenter significativement la probabilité de succès de l'action encadrée par la fiche LL08. Dans l'attente, je vous demande de mettre en œuvre les mesures conservatoires nécessaires afin de prévenir l'échec de cette action.**

Plus généralement, en situation de perte totale des alimentations électriques, les inspecteurs ont constaté que les temps de parcours des agents de terrain dans les installations sont susceptibles d'être augmentés si les alimentations de secours des systèmes de contrôle d'accès en zone contrôlée ne remplissent pas leur fonction.

**Demande n° A6-2.3 : Compte-tenu des incidences d'un dysfonctionnement des systèmes de contrôle d'accès en zone contrôlée en cas d'accident, je vous demande d'identifier ces matériels dans la liste mentionnée au**

I de l'article 2.5.1 de l'arrêté en référence [2] et d'y associer les exigences de qualification requise en vertu des dispositions de ce même article.

#### **A.7 Confrontation de l'état réel des installations à celui enregistré dans les outils informatiques**

Lors des contrôles réalisés sur le terrain, les inspecteurs ont constaté :

- que la fuite en aval de la soupape 0ASG274VD dans le BAG provoquait une corrosion avancée d'une portion de la tuyauterie sur laquelle l'eau ruisselle ;
- la présence de deux dispositifs de collecte d'eau dans le local LE0502 du réacteur n°2 ;
- un niveau min d'huile sur la turbopompe 1ASG031PO.

Ces écarts n'étaient pas été enregistrés dans l'outil informatique correspondant.

**Demande n° A7 : Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour résorber les écarts constatés lors des contrôles réalisés sur le terrain pour rendre cohérent l'état enregistré dans les outils informatiques à l'état réel des installations.**

#### **A.8 Mise en œuvre des modifications – pérennité de la qualification des EIP**

L'article 2.5.1.II de l'arrêté en référence [2] prévoit que « *les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire* »

La modification PNPP 3589 relative à la mise en place de dispositifs passifs d'alcalinisation des puisards de l'enceinte a été intégrée en 2016 lors de l'arrêt pour maintenance et rechargement du combustible. Ces dispositifs ont été temporairement déposés puis remis en place lors de l'arrêt pour visite décennale en cours afin de faciliter certaines activités de maintenance et notamment la mise en place d'une peau composite sur l'intrados de l'enceinte. Or il a été constaté lors de l'inspection que plusieurs écrous étaient manœuvrables à la main alors que la gamme de montage utilisée en 2016 prévoyait des couples de serrage allant jusqu'à 126 N.m.

**Demande n° A8-1 : Je vous demande, avant rechargement du combustible, de procéder à la vérification et à la remise en conformité du serrage des dispositifs passifs d'alcalinisation des puisards de l'enceinte. Cette demande vient compléter la lettre en référence [12] et constitue la demande ICE n°C-17 de cette lettre.**

La modification PNPP 3818 vise à résorber l'écart de conformité affectant le fonctionnement longue durée du groupe turbo alternateur de secours (LLS). Cette modification consiste en l'ajout d'une ventilation dans le local abritant le LLS afin de permettre une meilleure évacuation de l'énergie thermique lors du fonctionnement de cet équipement.

Cette modification, actuellement en cours de mise en œuvre, nécessite l'installation d'équipements qualifiés. Dans l'attente de leur installation, ces équipements sont placés sous la responsabilité du titulaire du contrat. Ces équipements, ainsi que ceux concernant d'autres modifications, peuvent faire l'objet de prescriptions d'entreposage visant à garantir la pérennité de leur qualification. A cet effet, le service en charge des modifications matérielles (IPE) met à disposition, sur demande du titulaire, un lieu d'entreposage des équipements en attente de montage et permettant de vérifier notamment les critères de température et d'hygrométrie. Néanmoins, les inspecteurs ont constaté que le titulaire du marché n'effectue pas de contrôle des conditions d'entreposage de ces équipements, au titre de l'article 2.5.3 de l'arrêté en référence [2] et que l'IPE n'effectue pas de surveillance du titulaire du contrat au titre de l'article 2.2.2.I de l'arrêté en référence [2].

La modification PNPP 3473 vise à remplacer les câbles et connecteurs des thermocouples de l'instrumentation interne du cœur (RIC). L'examen du plan d'action n° 00145200 ouvert par EDF a révélé que plusieurs câbles de remplacement avaient fait l'objet d'une réparation in situ après constat d'une détérioration des câbles approvisionnés par le titulaire du contrat de prestation. Ces réparations ont été réalisées sous couvert de l'analyse du prestataire qui précise notamment que les défauts relevés concernent le sur-gainage PRS des câbles, ce dernier « n'étant pas lié à la qualification mais seulement à la protection de la peau inox du câble ». Pour autant, le rapport de qualification référencé D305914003143 révèle une « dégradation du polymère et une dérive de la continuité du blindage » lors des essais de tenue aux conditions accidentelles. Dans ces conditions, le polymère qui porte, en outre, le marquage nécessaire au contrôle de conformité des câbles aux exigences de qualification doit être considéré comme faisant partie du système

RIC. Les défauts ont fait l'objet d'une réparation provisoire sous couvert de l'analyse du titulaire du marché.

**Demande A8-2 : Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires afin de garantir la pérennité de la qualification des équipements lors de leur entreposage sur site, que ce soit concernant les contrôles à mettre en œuvre par le prestataire en charge de l'activité ou concernant la surveillance exercée par l'IPE.**

**Concernant les défauts affectant les câbles du système RIC, je vous demande de prévoir d'ores et déjà :**

- le remplacement des câbles réparés au plus tard lors de l'arrêt du réacteur au cours duquel la 2<sup>ème</sup> phase de déploiement de la modification PNPP 3473 est planifiée ;
- de renforcer la surveillance exercée par l'IPE afin de prévenir le renouvellement des écarts précités lors du déploiement de la modification PNPP 3473 sur le réacteur n° 2.

#### **A.9 Mise en œuvre des modifications – surveillance des prestataires**

L'article 2.2.2.I de l'arrêté en référence [2] prescrit que « *l'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance lui permettant de s'assurer [...] que les opérations qu'ils réalisent, ou que les biens ou services qu'ils fournissent, respectent les exigences définies [...] elle est exercée par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires.* ».

L'article 2.2.3.I de l'arrêté en référence [2] prescrit que « *la surveillance de l'exécution des activités importantes pour la protection réalisées par un intervenant extérieur doit être exercée par l'exploitant, qui ne peut la confier à un prestataire.* ».

Concernant la modification PNPP 3818 visant à résorber l'écart de conformité affectant le fonctionnement longue durée du LLS, l'examen du dossier de suivi de l'intervention (DSI) a montré qu'une partie de la surveillance de cette activité avait été mise en œuvre par un agent EDF en apprentissage, ne disposant pas des habilitations nécessaires à cet effet. Vos représentants ont néanmoins indiqué, sans qu'il soit possible de s'en assurer, que cette surveillance s'est faite en présence du tuteur de l'agent.

La modification PNPP 3763 concerne l'installation de chemins de câblage dans divers locaux du CNPE. A l'origine cette modification ne contenait aucune activité importante pour la protection des intérêts (AIP). Cependant en cours de chantier il est apparu nécessaire de procéder à des activités susceptibles de provoquer une non-qualité de maintenance et d'exploitation (NQME) ou de générer un arrêt automatique du réacteur (AAR), notamment lié au risque d'endommager des câblages de la salle de commande. Ces activités susceptibles d'avoir un impact sur les intérêts mentionnés à l'article L593-1 du code de l'environnement sont par nature des AIP. Or la surveillance de ces activités a été confiée à un assistant technique du service IPE.

**Demande A9-1. Je vous demande d'exercer la surveillance des AIP selon les modalités définies aux articles 2.2.2 et 2.2.3 de l'arrêté en référence [2].**

#### **A.10 Mise en œuvre des modifications – Réalisation des AIP**

L'article 2.5.2. de l'arrêté en référence [2] prescrit que « *I. — L'exploitant identifie les activités importantes pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.*

*II. — Les activités importantes pour la protection sont réalisées selon des modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori. L'organisation mise en œuvre prévoit notamment des actions préventives et correctives adaptées aux activités, afin de traiter les éventuels écarts identifiés.* ».

Lors des travaux de réalisation de la modification PNPP 3763, la mise en place d'un chemin de câblage dans les locaux de la salle de commande a nécessité de déplacer une gaine de ventilation appartenant au système DVC, classé EIP.

Lors de l'inspection, il n'a pas été possible de déterminer si cette activité connexe à la modification a ou non été classée en tant qu'AIP.

**Demande n° A10-1 : Dans la mesure où la réalisation de la PNPP 3763 a provoqué le déplacement d'EIP, je vous demande de procéder, même a posteriori, au contrôle technique requis par de l'article 2.5.3 de l'arrêté en référence [2] et de procéder aux actions de surveillances relevant des dispositions de l'article 2.2.2 de ce même arrêté.**

### **A.11 Mise en œuvre des modifications – Traitement des écarts**

L'article 2.6.3.III de l'arrêté en référence [2] prescrit que « le traitement d'un écart constitue une activité importante pour la protection ».

L'article 2.5.2.II de l'arrêté en référence [2] prescrit que « les activités importantes pour la protection sont réalisées selon des modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori. L'organisation mise en œuvre prévoit notamment des actions préventives et correctives adaptées aux activités, afin de traiter les éventuels écarts identifiés. »

Concernant la modification PNPP 3763, le plan d'action (PA) n° 115718 a été ouvert le 10 octobre 2018 concernant des défauts d'implantation de carottage. Notamment ce PA indique que deux carottages sont placés sous la ligne de rétention ultime du local 1LC1001 et préconise donc de rehausser les chemins de câble afin d'éviter le risque de perte d'intégrité de la rétention. Cette solution a été refusée par le concepteur de la modification (DIPDE) au motif que la nouvelle implantation des carottages n'était pas connue.

Néanmoins, il n'a pas été possible de corréler ce PA avec une observation de terrain sur la position des chemins de câbles ou un éventuel carottage issu de la modification PNPP 3763. Les documents consultés en inspection montrent que ce local n'était d'ailleurs pas concerné par cette modification. Vos représentants n'ont pas su justifier l'existence de ce PA.

**Demande n° A11-1. Je vous demande de traiter ce constat en tant qu'écart à la mise en œuvre de l'AIP « traitement des écarts ».**

### **A.12 Visite des installations – source froide**

L'article 2.5.1.II de l'arrêté en référence [2] prévoit que « les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire »

Les armoires SFI1405AR et SFI1406AR sur les réacteurs n°1 et n°2 permettent la mesure de la perte de charge des dispositifs de filtration de l'eau brute (SFI) et le déclenchement des pompes non nécessaires en cas de besoin, y compris en situation incidentelle/accidentelle. Ces armoires sont des EIP (référentiel VD3) pour la partie électrique et mécanique avec un requis de fonctionnement en cas de séisme.

Lors de la visite sur le terrain, il a été constaté que la lecture de la perte de charge sur l'armoire 1SFI1406AR n'était plus fonctionnelle. Par ailleurs l'état des autres armoires (porte cassé, indicateur incohérent) amènent les inspecteurs à douter du maintien de la qualification de ces équipements.

**Demande n° A12-1: Je vous demande de remettre en état les matériels précités afin de restaurer la qualification des équipements appartenant à la démonstration de sûreté. Pour le réacteur n° 1, la mise en conformité devra intervenir avant le redémarrage du réacteur.**

Cette demande vient compléter la lettre en référence [12] et constitue la demande ICE n°C-18 de cette lettre.

\*

## **B. Demandes de compléments d'information**

### **B.1 Adaptation locale des consignes de conduite**

Lors des exercices de mise en situation, les inspecteurs ont constaté que :

- la version locale applicable sur le réacteur n°2 de la consigne ECS et des fiches d'action E16, LL69 et LL76 comporte une étape « phase de pré-alerte grand chaud » qui ne figure pas dans la version nationale ;
- les actions de lignage demandées par les fiches LL69 et LL76 locales sont notablement différentes de la version nationale.

**Demande B1 : Je vous demande de justifier les adaptations locales précitées, et le cas échéant, de signaler si**

voire analyse met en exergue la nécessité d'une évolution des documents concernés, dans leur version nationale.

### **B.2 Déroulement des fiches d'action appelées par la conduite en situation d'incident**

Lors des exercices de mise en situation, les inspecteurs ont constaté que l'enchaînement des actions de lignage ne respectait pas toujours l'ordre de la liste figurant dans les fiches (regroupement d'actions sur des vannes proches par exemple). Dans certains cas, le non-respect du séquençement des actions imposé par la structure des fiches d'actions pourrait dégrader les matériels et remettre en cause la stratégie de conduite fixée par la règle CIA.

**Demande B2 : Je vous demande de préciser, avant le rechargement du réacteur n° 1, si les actions prévues dans les fiches d'action du RFL et RFLA doivent être réalisées dans l'ordre prévu. Dans l'éventualité d'une réponse positive, vous veillerez à apporter les compléments nécessaires dans les documents concernés dans le respect des échéances mentionnées dans les demandes A4-1 et A4-2.A**

### **B.3 Mise en œuvre des modifications – pérennité de la qualification des EIP**

L'article 2.5.1.II de l'arrêté en référence [2] prévoit que « *les éléments importants pour la protection sont 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* »

La mise en œuvre d'une peau composite sur l'intrados de l'enceinte interne du bâtiment réacteur n° 1 a nécessité la dépose de plusieurs EIP. La remise en état de l'installation a fait ensuite l'objet d'une seule demande de travaux pour l'ensemble des matériels concernés.

**Demande B3-1 : Je vous demande de transmettre la liste des matériels déposés dans le cadre de la mise en œuvre de la peau composite sur l'intrados de l'enceinte. Pour chacun d'eux, vous indiquerez les dispositions prises pour vous assurer d'une remise en place selon des modalités permettant de garantir le maintien de la qualification des EIP ou l'absence de risque d'endommager un EIP à proximité, pour les matériels considérés comme potentiellement agresseur.**

Par ailleurs, lors des arrêts de réacteurs pour maintenance et rechargement du combustible, plusieurs dispositifs sont recouverts d'une protection. Celle-ci permet d'éviter leur endommagement. Sont notamment concernés les dispositifs d'alcalinisation et les recombineurs catalytiques. Ces protections doivent être ôtées dès que les spécifications techniques d'exploitation requièrent la disponibilité des équipements protégés.

**Demande B3-2 : Je vous demande de m'informer des dispositions prises pour vous assurer du retrait des protections, dès lors que les dispositifs passifs d'alcalinisation des puisards de l'enceinte sont requis.**

La modification PNPP 3818 consiste en l'ajout d'une ventilation dans le local abritant le turbo-alternateur de secours afin de permettre une meilleure évacuation de l'énergie thermique lors du fonctionnement de cet équipement.

Dans ce local, des vantelles, libres de mouvement sont en place. Le dossier de modification prévoit leur réglage qui n'avait pas été fait lors de la visite et n'était pas identifié comme étant à effectuer.

**Demande B3-3 : Je vous demande de transmettre la copie de la demande de travaux afférente accompagnée de la preuve de l'accomplissement du réglage nécessaire avant que le système LLS soit requis au sens des spécifications techniques d'exploitation.**

La modification PNPP 3600 concerne la tenue au séisme et à la rupture de tuyauterie haute énergie (RTHE) des circuits hydrogénés. Dans ce cadre, plusieurs tuyauteries sont dévotées ou équipées de cadre anti-fouettement.

Cette modification est concernée par le retour d'expérience (REX) de l'événement significatif pour la sûreté (ESS) relatif à la « non-prise en compte de l'épaisseur de chape » dans le dimensionnement de certains ancrages. A cet égard le compte rendu de l'événement significatif (CRESS) référencé D455617305615 prévoit la mise en place de plusieurs actions afin d'éviter le renouvellement des écarts constatés sur d'autres CNPE.

La modification PNPP 3763 concernant l'installation de chemins de câblage dans divers locaux du CNPE est également concernée par cet ESS.

Lors de l'inspection, il n'a cependant pas été possible de constater que les dispositions prises sur le CNPE lors de la réalisation de ces deux modifications tiraient effectivement le bénéfice du REX disponible.

Pour la PNPP 3600, les inspecteurs ont néanmoins constaté que la chape avait été enlevée avant la mise en place d'un ancrage du système RCV. Pour la PNPP 3763, les inspecteurs ont constaté l'ouverture de la fiche de non-conformité n°4 (FNC) par le titulaire du marché du fait de la présence d'une chape non prévue au plan. La solution mise en œuvre a consisté en l'utilisation de chevilles plus longues. Néanmoins, cette solution n'a apparemment pas été validée par le concepteur de la modification (DIPDE) et ne semble pas correspondre au traitement préconisé dans le rapport de l'évènement significatif précité (RESS).

**Demande B3-4. Vous préciserez les dispositions prises dans le cadre du RESS cité ci-dessus afin d'éviter le renouvellement sur le CNPE de Nogent-sur-Seine des écarts constatés sur d'autres CNPE.**

**Demande B3-5. Vous préciserez si les solutions mises en œuvre dans le cadre du traitement des FNC ouvertes dans ce cadre ont fait l'objet d'un accord par DIPDE. Dans le cas contraire, vous m'informerez des dispositions prises remettre en conformité le ou les ancrages concernées dans le respect des prescriptions établies par vos services centraux.**

La PNPP 3513 concerne le renforcement du débit des ventilateurs (DVD) présents dans les halls des sources internes de puissance, afin de garantir la température maximale de fonctionnement en conditions caniculaires. Cette modification consiste notamment à ajouter une troisième file de ventilateur et à remplacer les ventilateurs des deux files existantes, afin de garder une homogénéité de fonctionnement. Les modalités de requalification doivent permettre de s'assurer du respect des débits d'air prévus à la conception. Au cours des essais aérauliques voie B du 3 juillet 2019, les débits mesurés sont nettement supérieurs aux performances attendues ; les mesures de pression réalisées semblent être au-delà de la courbe d'étalonnage de l'instrumentation utilisée. Compte tenu de l'absence de précisions dans la description de la procédure d'essai suivie, il n'est pas possible de juger de la pertinence de la méthode employée et des résultats obtenus.

**Demande B3-6. Vous préciserez la méthode mise en œuvre pour la mesure des débits d'air, notamment le paramètre physique mesuré pour estimer le débit des ventilateurs, l'équipement précisément utilisé et dans quelles dispositions ; vous justifierez du bien-fondé de cette méthode, en montrant la cohérence des résultats obtenus avec les courbes caractéristiques des ventilateurs.**

#### **B.4 Mise en œuvre des modifications – surveillance des prestataires**

La modification PNPP 3763 consiste en la pose de chemins de câblage dans divers locaux du CNPE. Il a été constaté que les FNC ouvertes par le titulaire du marché ne faisaient pas systématiquement l'objet d'un contrôle par EDF de la mise en œuvre de la solution proposée pour résorber la non-conformité relevée.

**Demande B4.1 : Vous préciserez vos exigences en matière de clôture des FNC ouvertes par vos prestataires pour procéder à la recette des activités et services accomplis, notamment celles visant la surveillance que vous exercez pour vous assurer de la pleine mise en œuvre de la solution préconisée, voire amendée par EDF. Pour ce qui concerne les FNC attachées à la modification PNPP 3763, vous m'informerez des résultats des contrôles « terrains » réalisés.**

#### **B.5 Mise en œuvre des modifications locales**

Certaines modifications sont conçues et mises en œuvre par le CNPE de Nogent-sur-Seine. Vous avez notamment présenté les fiches d'analyse du cadre réglementaire (FACR) des modifications locales :

- n°776 relative au remplacement des groupes de graissage LHP/Q080PO,
- n°1117 relative au remplacement des convertisseurs électro-pneumatique des vannes ASG,
- n°1131 relative au remplacement des clapets 1RCP221VP et 1RCV278VP par des clapets de type « CLAMA ».

Néanmoins il n'a pas été possible de consulter les dossiers systèmes élémentaires (DSE) mis à jour suite à la réalisation de ces modifications locales.



**Demande B5.1 : Vous m'informerez des dispositions prises pour mettre à jour les DES et me transmettez le programme de mise à jour de ces documents, consécutivement à l'intégration des modifications matérielles depuis leur dernier indiçage.**

### **B.6 Visite des installations - source froide**

Les pompes du système d'eau brute secourue (SEC) du réacteur n°1 présentent des fuites au niveau des presses-garnitures dont la collecte est assurée par des dispositifs provisoires. Bien qu'à ce stade, ces écoulements ne remettent pas directement en cause les fonctionnalités de ces équipements, la présence d'eau en permanence sur une partie des brides et des supportages est susceptible de générer des dégradations incompatibles avec le respect de l'exigence de qualification de ces équipements.

**Demande B6-1 : Je vous demande de présenter le programme des travaux que vous mettrez en œuvre pour restaurer l'étanchéité des presses-garnitures des pompes du système SEC du réacteur n° 1 et procéder à la remise en état des équipements concernés.**

Les pompes SEC sont accessibles pour partie à l'aide de passerelles fixées au sol et aux voiles. Ces passerelles ne sont pas classées EIP mais sont susceptibles d'agresser les pompes SEC, notamment en cas de séisme. Il a été constaté que les ancrages aux voiles des passerelles entourant les pompes 1SEC004PO et 2SEC004PO avaient été modifiés par l'ajout de platines. Par ailleurs, un supportage de la passerelle de la pompe 1SEC003PO était fortement dégradé par corrosion (perte d'épaisseur importante) du fait d'une présence d'eau au sol.

**Demande B.6-2 : Je vous demande de transmettre le descriptif des actions de surveillance que vous mettrez en œuvre pour prévenir le risque d'agression des EIP situés à proximité des passerelles précitées. Vous accompagnerez cette transmission des justifications du dimensionnement correct des modifications des ancrages déjà mises en œuvre. Vous préciserez également les actions de remise en état du supportage fortement dégradé accompagné du calendrier prévisionnel de leur réalisation.**

La demande de travaux (DT) n°699132 concerne un niveau d'huile inférieur au minimum requis sur la turbopompe du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur 1ASG032PO. Le traitement de cette DT est affecté à l'arrêt pour maintenance et rechargement n°26 (2023).

Pour justifier ce délai de traitement, vous avez présenté l'avis du service ingénierie en référence PM 18/014 concernant la moto-pompe 2ASG021PO (de même conception pour la partie pompe que 1ASG032PO). Celui-ci indique que cette situation est connue et que le niveau peut-être de 10mm en dessous du niveau gravé sur le hublot selon le constructeur, mais que la remise en état de la pompe est impérative. Cet avis du service d'ingénierie conclut à la nécessité de programmer une visite du palier lors du prochain arrêt pour maintenance et rechargement. Lors de la visite sur le terrain, il n'a pas été constaté de niveau d'huile inférieur au niveau min sur la turbopompe 1ASG032PO, alors que le niveau d'huile de la pompe 2ASG021PO était bien inférieur au niveau minimal requis.

**Les inspecteurs ont constaté que le traitement de cette DT en VP26 ne correspond pas aux préconisations de l'avis ingénierie censé la justifier qui aurait dû conduire à une visite en VD23.**

**Demande B6-3 : Vous me confirmerez que la revue des DT objet de la A2-2 a bien conduit à la clôture de la DT n°699132 sur 1ASG032PO.**

\*

## **C. Observations**

### *C1 - Mesure compensatoire visant à résorber une faible fuite*

Les inspecteurs ont observé que les robinets 1LHP600VF et 1LHP601VF étaient mis en communication à l'aide d'un dispositif particulier (DMP). Cette disposition mise en œuvre comme mesure compensatoire à la faible fuite du robinet 1LHP600VF ne peut pas être considérée comme une mesure de vous permettant de solder la DT afférente.

*C2 – Supportage des tuyauteries du système SEC*

Les inspecteurs ont constaté que certains réglages des supports variables des tuyauteries SEC (galerie SEC) sont situés en dehors des plages indiquées sur les équipements.