

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2026-014125

Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Belleville-sur-Loire
BP 11
18240 LERE

Orléans, le 2 mars 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Belleville-sur-Loire - INB n° 128

Lettre de suite de l'inspection du 9 février 2026 sur le thème de « Organisation et moyens de crise »

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2026-0838 du 9 février 2026

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Décision n° 2017-DC-0592 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 13 juin 2017 relative aux obligations des exploitants d'installations nucléaires de base en matière de préparation et de gestion des situations d'urgence et au contenu du plan d'urgence interne
[3] Plan d'urgence interne du CNPE de Belleville-sur-Loire (D5370GT20013691)

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection comportant un volet annoncé et un volet inopiné a eu lieu lundi 9 février 2026 sur le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Belleville-sur-Loire sur le thème de l'organisation et des moyens de crise. L'inspection incluait également le suivi de l'équipe technique de crise de l'organisation nationale de l'exploitant (ETC-N) qui est en appui du CNPE lors de la survenue d'un événement.

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.

L'objectif de l'inspection était de s'assurer que l'organisation et les moyens matériels, logistiques et humains mis en place par l'exploitant pour faire face à un accident menant à la dégradation de l'installation et nécessitant le grèvement des équipes locales et nationales de crise soient opérationnels et adaptés à une situation de crise où les deux réacteurs du CNPE seraient impactés par la situation.

Le scénario a débuté par l'explosion d'un téléphone portable en salle de commande (SdC) du réacteur 11, joué sur simulateur, engendrant le pilotage du réacteur depuis le panneau de repli (PdR) et le déclenchement d'un plan d'urgence interne sûreté radiologique (PUI SR) sur le fondement du critère d'inhabitabilité de la SdC. A l'issue du retour de l'équipe de conduite en SdC pleine échelle du simulateur¹, les inspecteurs ont simulé un incident généralisé sur le réseau électrique (IRG), provoquant la perte des alimentations électriques externes des deux réacteurs simulés. Dans ce contexte, le réacteur 11 s'est retrouvé en situation de manque de tension électrique externe (MDTE). Quant au réacteur 12, le scénario intégrait des aléas visant à simuler l'indisponibilité des deux sources d'alimentation électrique interne. Cette situation a conduit temporairement le réacteur en situation de perte totale des alimentations électriques (PTAE) jusqu'au rétablissement d'une voie d'alimentation électrique interne par les équipes de maintenance, permettant la poursuite de l'exercice. Enfin, l'échec de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur du réacteur 12 a conduit à retenir, à terme, un mode de refroidissement dit « gavé-ouvert »².

Le CNPE n'ayant qu'un seul simulateur, les inspecteurs ont poursuivi son utilisation pour le réacteur 11. Les éléments relatifs à l'état du réacteur 12 étaient transmis sous forme papier par un scénariste au travers de messages PUI déjà renseignés. La PTAE sur le réacteur 12 entraînait l'atteinte d'un nouveau critère PUI SR. Les deux réacteurs étant concernés par un PUI, c'est un PUI Sûreté Aléas Climatiques et Assimilés (SACA), plus adapté pour la gestion d'un événement multi-tranches, qui a été déclenché.

Le scénario prévoyait dans un premier temps la stabilisation du réacteur 11, avant qu'il ne subisse un accident de perte de refroidissement primaire (APRP) conduisant à dégrader certaines fonctions de sûreté et nécessitant de nouvelles priorisations de la part des équipiers de crise.

L'inspection comportait ainsi deux parties : une première partie annoncée, fondée sur un scénario non dévoilé avant le jour de l'inspection, qui consistait à tester, sur simulateur pleine échelle¹, l'application et l'opérabilité des consignes de conduite en cas d'accident ainsi que la résilience de l'équipe de conduite, et une seconde partie, inopinée, qui consistait à tester le grèvement des équipes locales et nationales de crise dans le temps imparti et à vérifier la bonne circulation de l'information entre les différents postes de gestion de crise en cas de déclenchement d'un PUI.

Une équipe d'inspecteurs s'est positionnée au simulateur de la SdC du réacteur 11 pour observer la gestion d'un accident par une équipe de conduite et un ingénieur sûreté (IS) pendant plus de six heures selon un scénario préparé avec les formateurs d'EDF.

Une deuxième équipe d'inspecteurs s'est positionnée dans une salle à proximité du simulateur pour animer la scénarisation de l'accident impliquant le second réacteur.

Une troisième équipe d'inspecteurs était située dans la salle à proximité du simulateur qui sert de local technique de crise (LTC) pour observer l'équipe locale de crise (ELC).

¹ La conduite en « gavé-ouvert » permet l'évacuation de la puissance résiduelle par ouverture des soupapes du pressuriseur et injection d'eau froide dans le cœur via le circuit d'injection de sécurité.

¹ Simulateur pleine échelle : réplique exacte d'une SdC réelle. Contrairement aux simulateurs avec SdC réduite où les opérateurs naviguent informatiquement entre les pupitres de commandes sur écran, les simulateurs pleine échelle permettent aux opérateurs de bénéficier d'un environnement ergonomique conforme à une SdC réelle.

Une quatrième équipe d'inspecteurs a suivi l'astreinte direction (PCD1) du CNPE dans ses premières actions de déclenchement du PUI en accord avec le chef d'exploitation (CE), de déclenchement des premières alertes et de gestion de la crise au bloc de sécurité (BDS).

Une cinquième équipe d'inspecteurs s'est prépositionnée au BDS pour suivre les équipiers de crise dans leur prise de poste et la déclinaison de leurs procédures de crise. Cette équipe était dimensionnée également pour observer sur le terrain le déploiement de matériels locaux de crise (MLC) et des camions PUI en charge de la réalisation de mesures de rejets atmosphériques ou de prélèvements pour quantifier d'éventuels rejets dans l'environnement.

Enfin, deux équipes d'inspecteurs étaient situées respectivement à Cap Ampère (93) pour observer les équipiers de l'ETC-N et à Lyon pour observer les équipiers en appui technique à l'ETC-N.

Les observables définis par les inspecteurs pour cette inspection étaient multiples et concouraient tous à l'appréciation de la bonne gestion de l'accident par l'exploitant. Les inspecteurs avaient notamment pour objectifs de :

- s'assurer des capacités de l'exploitant à faire face à un accident multi-tranches :
 - o tester la capacité des outils concernant deux réacteurs accidentés dans un temps acceptable,
 - o vérifier la priorisation des actions par les équipiers des différents postes de commandement (PC) ;
- s'assurer de la résilience de l'équipe de conduite ;
- s'assurer de la pertinence et de l'exactitude des informations échangées entre la SdC et les équipes de crise notamment ELC et ETC-N ;
- tester l'organisation de crise, notamment :
 - o le déclenchement des astreintes,
 - o les premières actions au BDS,
 - o le fonctionnement des différents PC,
 - o le partage des informations entre PC,
 - o vérifier la bonne mise en œuvre d'un MLC (compresseur 0SAP004CO),
 - o vérifier la disponibilité des camions PUI.

Les inspecteurs ont noté positivement l'organisation de crise mise en place par l'exploitant pour la gestion d'un accident affectant plusieurs réacteurs. Les ressources matérielles et humaines mobilisées étaient au bon niveau, le grément des équipes locales et nationales était à l'attendu. Toutefois, des points restent perfectibles, comme la circulation de l'information inter-cellules sur l'état réel des installations ou la gestion simultanée de deux réacteurs accidentés, au niveau de l'organisation de crise nationale.

Les inspecteurs ont noté positivement la bonne maîtrise de la situation par l'équipe de conduite depuis la SdC. Cette équipe a su maintenir son organisation avec un positionnement cohérent de la tête d'équipe tout au long de l'exercice malgré un scénario aux conséquences complexes. Les erreurs de conduite relevées par les inspecteurs ne remettent pas en cause les objectifs des procédures de conduites incidentelle et accidentelle (CIA) prévues pour gérer les accidents simulés. La présence de l'IS sur le réacteur 12, priorisée par l'équipe, s'est révélée pertinente et le rythme cadencé par le pilote de tranche lors de la perte électrique (MDTE) est resté maîtrisé. Les communications du CE entre les réacteurs 11 et 12 ont été régulières et bénéfiques à l'ensemble de l'équipe de conduite.

La prise de poste des équipiers de crise et la communication entre la SdC et les différents PC ont permis la gestion des événements successifs. Au BDS, les inspecteurs ont constaté le suivi rigoureux et minutieux des dysfonctionnements remontés et des actions à mener en suivant les deux réacteurs. La priorisation des actions était claire au niveau de la SdC et du BDS. Les équipiers de crise ont déployé le MLC retenu par les inspecteurs efficacement et sans difficulté.

Toutefois, les inspecteurs n'ont pas observé de temps de préparation pour le déploiement du MLC permettant d'identifier les éventuels risques ou difficultés (pré job briefing), ni de temps dédié pour capitaliser le retour d'expérience. Concernant les actions en lien avec la disponibilité des camions PUI, les inspecteurs estiment que les procédures n'ont pas été correctement suivies.

Au niveau de l'organisation de crise nationale, les inspecteurs ont constaté un décalage dans la perception de l'état réel de dégradation des installations par l'ETC-N par rapport au scénario joué, avec une réception tardive et partielle des messages consignants les paramètres de l'installation (dits messages « quart d'heure »). Ce décalage n'est pas de nature à faciliter le travail de diagnostic et de pronostic en anticipation de l'état de l'installation recherché par l'ETC-N. Pour autant, le professionnalisme et la compétence individuelle des équipiers de l'ETC-N leur ont permis d'émettre les recommandations nécessaires à destination de l'ELC dans un temps globalement compatible avec la cinétique des accidents simulés.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

80

II. AUTRES DEMANDES

Organisation de crise

Lors de l'exercice simulant d'abord l'inhabitabilité de la SdC due à un incident sur un téléphone puis à plusieurs pertes électriques à la suite d'un événement météorologique, le CNPE de Belleville-sur-Loire a activé son organisation de crise pour déclencher un PUI SR sur le réacteur 11 et un PUI SACA sur les réacteurs 11 et 12.

Les inspecteurs ont noté le bon fonctionnement interne des différentes cellules de crise locales et nationales, l'implication, la sérénité et le calme des équipiers de crise, la rédaction de deux communiqués de presse de l'organisation de crise, la bonne communication au sein des différents PC et la bonne priorisation des actions à réaliser.

Toutefois, les inspecteurs ont relevé quelques axes d'amélioration :

- le premier message diffusé à destination des personnes présentes sur site pour annoncer le déclenchement du PUI SR, demandant le regroupement du personnel dans les points de rassemblement et aux équipiers d'astreinte de se présenter à leur poste, était inaudible. Ce dysfonctionnement a été remonté, et le message a été de nouveau diffusé, cette fois-ci avec succès. Par mesure de précaution, le PCD1 avait également demandé à ce que le message soit relayé sur les dispositifs de communication de type « connect »,
- l'absence de mention « EXERCICE » dans les messages émis à destination de l'ASNR,
- plusieurs équipes du poste de commandement moyens (PCM) ont été sollicitées pour répondre aux demandes de l'équipe de conduite afin de mener des actions sur le terrain. Les équipiers ont récupéré les procédures nécessaires au bon déroulement de leurs actions à leurs bureaux. Les équipiers mobilisés ont bien précisé qu'ils procéderaient ainsi même en cas de rejets. Les inspecteurs s'interrogent sur la pertinence de récupérer les procédures plutôt au BDS particulièrement dans le cas d'un événement avec rejets. Vos représentants ont ensuite expliqué que les procédures scellées étaient présentes au BDS mais n'avaient pas été ouvertes par biais d'exercice,
- la première équipe du PCM a été sollicitée pour répondre à une demande du poste de commandement local (PCL) à la suite du repli de l'équipe de conduite sur le PdR nécessitant de vérifier sur le terrain l'état des alarmes du niveau de la piscine du bâtiment combustible (BK) conformément à la procédure I14 (D5370I14ASTREINTE-001). Lors de l'impression de la consigne lors de l'exercice, les équipiers ont

constaté la présence d'un filigrane avec la mention « *Non applicable sur tranche* ». Les équipiers de crise ont cherché sans succès une version applicable ; ils ont ensuite consulté les schémas logiques de réalisation (SLR) des installations du CNPE pour s'assurer de l'applicabilité de la procédure et de sa pertinence. Après vérification, les équipiers ont pu se rendre sur le terrain pour réaliser les opérations de surveillance et rendre compte au PCM. Vos représentants ont expliqué par la suite que pour maîtriser la production documentaire sur le site, seuls certains personnels, dont la mission est de tenir à jour la documentation dite « satellite » du CNPE, peuvent imprimer les documents sans la mention « *Non applicable sur tranche* » ; cette disposition, pertinente, n'était apparemment pas connue de tous,

- le poste de commandement contrôle (PCC) a mobilisé les camions PUI, permettant de réaliser des mesures dans l'environnement pour caractériser d'éventuels rejets. Les inspecteurs ont demandé à tester le générateur électrique (GE) de secours et le nouveau système de communication par satellite (BGAN) permettant de communiquer entre le camion PUI et le BDS en cas de dysfonctionnement des autres moyens de communication. Les inspecteurs ont constaté :
 - o le bon fonctionnement des systèmes BGAN,
 - o la disponibilité d'une seule source pour les deux véhicules dans le cadre de la mise en œuvre de la spectrométrie gamma,
 - o la présence d'un seul téléphone satellite IRIDIUM pour les deux véhicules,
 - o l'absence des procédures pour contrôler le fonctionnement des différents appareils de mesure des camions PUI, procédures qui devraient être présentes dans le camion PUI selon la fiche d'actions (FA),
 - o le dysfonctionnement de l'outil de localisation de chaque camion PUI, associé aux mesures de débit de dose gamma,
 - o le dysfonctionnement du groupe électrogène de secours du camion PUI localisé à l'intérieur du site,
 - o le dysfonctionnement de la poignée de la porte latérale du camion PUI localisé à l'intérieur du site, qui était cassée ;
- lors du déploiement du compresseur 0SAP004CO, les inspecteurs ont constaté sur la zone marquée au sol « Zone PUI – NE PAS ENCOMBRER » l'entreposage d'un conteneur débordant également sur la zone de dépotage à côté et l'amoncellement d'autres déchets sur cette zone de dépotage (mobiliers de bureau, matériels de chantier, etc.),
- au début de l'exercice, certains équipiers de l'organisation nationale (ETC-N) ont rencontré des difficultés pour se connecter à leur session d'ordinateur ou à certains outils. Cet incident a été traité rapidement grâce à l'intervention de plusieurs techniciens,
- l'ETC-N n'a pas produit de « 3D/3P », documents permettant de faire le diagnostic de la situation et le pronostic pour une meilleure anticipation de la dégradation des installations.

Demande II.1 : analyser les constats présentés dans cette lettre de suite et définir le plan d'action nécessaire. Transmettre le compte rendu capitalisé de cet exercice et le plan d'action associé.

Phase d'alerte pour la gestion de la situation d'urgence

Préalablement au déclenchement de l'exercice, les inspecteurs ont rencontré le membre de la direction d'astreinte amené à prendre le rôle de directeur local de la crise au poste de commandement de la direction « PCD1 ». Ainsi, ils ont pu cadrer les limites de l'exercice et assister à la mise en œuvre des actions immédiates d'alerte des personnes présentes sur le site, des agents devant se mobiliser pour la gestion de crise, de la Préfecture (alerte simulée), de l'ASNR et de l'organisation de crise nationale d'EDF.

Lors du premier déclenchement du PUI SR à la suite de l'explosion du téléphone en SdC, le PCD1 a déclenché les astreintes locales et nationales en mode pyramidal et les alertes à l'ASNR sans difficultés. L'alerte de la préfecture a été simulée. Les inspecteurs ont constaté que le PCD1 disposait d'une bonne connaissance de ses procédures et réalisait une bonne animation de la cellule, avec des échanges lui permettant de prendre des décisions éclairées, et une verbalisation de ses réflexions permettant à tous les équipiers d'avoir une bonne représentation de la situation et des décisions prises.

Par la suite, lors de la survenue du phénomène météorologique et de l'atteinte du second critère PUI, le PCD1 a pris le temps d'échanger avec le chef d'exploitation (CE) puis le directeur national de crise PCD-N sur le déclenchement d'un PUI SACA, du fait des conditions météorologiques du site, mais n'a pas suivi sa procédure d'alerte, préférant prioriser la coordination des actions à mener sur le CNPE. Par la suite, un équipier de crise a rappelé au PCD1 la nécessité de réaliser une nouvelle alerte pour notifier formellement le déclenchement d'un PUI SACA, celui-ci ayant finalement demandé, avec trente minutes de retard, la diffusion d'un message audio sur le CNPE pour informer le personnel de l'évolution de la situation. L'alerte des autorités selon les procédures prévues n'a pas été faite. Celles-ci ont été prévenues lors de l'audioconférence décision suivante.

Demande II.2 : analyser l'absence d'alerte formelle des autorités lors du passage en PUI SACA dans une situation avec une dégradation importante de la sûreté d'un réacteur et engager les actions pour y remédier.

Bloc de sécurité (BDS)

Lors de l'inspection, des agents de la protection de site sont venus ouvrir le sas du BDS, maintenir la porte ouverte et contrôler l'accès des équipiers entrant afin de contourner le fonctionnement du sas qui ne permet l'entrée que d'un équipier à la fois. Cette disposition palliative, mise en place pour gagner du temps notamment en début de crise, ne permet plus d'assurer le confinement du BDS par surpression.

Les inspecteurs s'interrogent sur la gestion d'un événement avec des rejets radioactifs qui imposerait l'utilisation du sas et impliquerait l'attente des équipiers de crise à l'extérieur potentiellement sous les rejets.

Demande II.3 : mener une réflexion sur les actions possibles pour faciliter l'entrée des équipiers de crise lors d'une situation d'urgence avec des rejets radiologiques afin de limiter l'exposition des équipiers de crise aux rejets tout en maintenant les exigences sécuritaires.

Camions PUI

Lors de l'inspection, les camions PUI localisés à l'intérieur et à l'extérieur du site du CNPE ont été mobilisés pour réaliser des mesures de débit d'équivalent de dose gamma autour du CNPE afin de confirmer l'absence de rejet. La FA de l'équipier de crise PCC4, en charge des mesures dans l'environnement, (D5370MO10299FA04) dans le cadre d'un PUI SR ou PUI SACA précise que l'équipier doit :

- *Récupérer la source pour la mise en œuvre de l'appareil de spectrométrie gamma avec la fiche d'autorisation de sortie de source*
- *Contrôler le fonctionnement des différents appareils de mesure selon gamme site [réf : D5370GA10346, disponible dans le camion]*
- *Contrôler la présence des équipements du véhicule selon la gamme site [réf. : D5370GA10346FOR03]*
- *Tester les moyens de télécommunications avec PCC 3.1 selon la gamme site [Gamme EP des moyens télécom de crise, D537013211FOR26] :*
 - *Radio directement reliée au PCC du local de crise*
 - *Radio canal 211 pour contacter le PCP*

Les inspecteurs s'interrogent sur l'absence de vérification du bon fonctionnement de l'appareil de spectrométrie gamma, l'étalonnage de ses appareils étant très sensible à la variation des températures. Les équipiers de crise n'ont pas réalisé strictement les actions de la FA rappelées ci-dessus considérant le camion PUI disponible du fait des derniers EP réalisés sur le camion et le démarrage moteur des véhicules. Le dysfonctionnement constaté sur l'un des groupes électrogènes montre que ce raisonnement manque de robustesse. Il s'avère d'ailleurs que les critères précis pour pouvoir déclarer la disponibilité des véhicules ne sont pas clairement définis.

Demande II.4 : analyser les actions pertinentes à réaliser en situation de crise et mettre à jour la procédure en conséquence. Vous définirez clairement les critères qui permettent aux équipiers de déclarer les véhicules disponibles aux agents du BDS.

Matériels locaux de crise (MLC)

Un des objectifs de l'inspection était le déploiement d'un MLC par l'équipe de crise. Le MLC retenu était le compresseur mobile 0SAP004CO, dispositif mobile permettant de fiabiliser l'alimentation en air comprimé de vannes et de régulateurs de turbopompes en situation de perte totale des alimentations électriques généralisée à l'ensemble du site. Le déploiement de ce MLC n'était pas requis dans le cadre du scénario de l'exercice, mais demandé par les inspecteurs sur le réacteur 2 de façon décorrélée du scénario afin de voir la préparation de l'équipe du PCM concernant les aspects sécurité, transport, l'inventaire des équipements nécessaires et la déclinaison opérationnelle auprès des équipiers de crise à travers le *pre-job briefing* (PJB) ainsi que la capitalisation du retour d'expérience.

Les inspecteurs ont constaté une bonne maîtrise du déploiement du MLC malgré l'absence de temps dédié à la préparation, les équipiers de crise se reposant sur une mise en situation réalisée récemment. Toutefois, pour faire passer le flexible jusqu'au toit du bâtiment électrique sans l'abîmer les concertinas présents autour de grilles d'aération, une gouttière permet de diriger la corde utilisée pour remonter le flexible. Les inspecteurs ont constaté que la position de la gouttière au droit de la zone avec les concertinas ne facilite pas l'action. Vos représentants ont expliqué avoir déjà remonté ces difficultés lors d'une mise en situation précédente.

Les inspecteurs ont relevé l'absence de temps d'arrêt dédié en amont du déploiement du MLC pour la vérification des conditions d'intervention, pouvant être modifiées du fait de l'événement, et de moment dédié pour capitaliser le REX après l'intervention.

Demande II.5 : transmettre le compte rendu du dernier exercice ou de la dernière mise en situation avec déploiement du MLC 0SAP004CO sur le réacteur 2. Transmettre le plan d'action associé intégrant également le retour d'expérience de la mise en situation réalisée le jour de l'inspection ainsi que son avancement.

Organisation de crise pour un événement multi-tranches

L'organisation locale de crise prévoit la transmission périodique des paramètres importants du réacteur (dits messages « quart d'heure ») depuis la SdC par les équipiers du PCL vers les équipes de crise locales et nationales (ELC et ETC-N). Ces messages sont diffusés dans l'ensemble de l'organisation de crise (organisation de l'exploitant et centre de crise de l'ASNR). Ces messages « quart d'heure » sont fondamentaux pour que toutes les équipes de crise partagent le même niveau d'information technique sur l'évolution de l'état de l'installation.

Lors de l'exercice, les inspecteurs ont constaté un retard conséquent dans la transmission de ces messages renseignés manuellement, et ce malgré le professionnalisme du PCL2 responsable de cette rédaction. Le retard dans la rédaction et la diffusion des messages « quart d'heure » a privé l'ETC-N d'un canal essentiel d'informations détaillées et régulières, l'empêchant d'être suffisamment dans l'anticipation de la dégradation de l'installation. Dans ces conditions, l'ETC-N n'a pas perçu rapidement la dégradation de la situation sur le réacteur 11 qui avait

subi une perte de réfrigérant primaire (situation qui aurait pu être détectée par la remontée informatique des paramètres de l'installation via le système dédié). Ce retard a également été préjudiciable au fonctionnement de l'appui technique de l'ETC-N à Lyon, dans la mesure où les calculs nécessaires à l'anticipation de l'évolution de l'état de l'installation nécessitaient la connaissance de données d'entrée qui semblaient disponibles mais qui n'ont pas été suffisamment partagées. Par biais d'exercice, l'équipier de liaison entre l'équipe de Lyon et l'équipe à Cap Ampère ne s'est pas déplacé depuis Lyon à Paris, ce qui aurait certainement amélioré les échanges. Cette situation reste cependant réaliste car représentative des premières heures après le déclenchement du PUI, avant son arrivée au centre de crise de Cap Ampère.

L'inspecteur détaché à la direction technique (DT) à Lyon a noté que l'équipe a néanmoins adopté une attitude proactive en essayant de réaliser les évaluations, avec des hypothèses vraisemblables de l'état de l'installation. Il a cependant constaté que le partage d'informations au sein de l'équipe n'a été qu'oral. Certaines données auraient mérité d'être consignées par écrit et affichées au fil de l'eau, notamment pour pallier les périodes de manque d'attention des équipiers lorsqu'ils étaient concentrés sur des calculs, sur la rédaction de messages, sur la recherche de documents ou après des absences temporaires.

L'inspecteur a également noté que certaines informations structurantes, comme le déclenchement du PUI SACA, ou la détection de l'APRP sur le réacteur 11 ont été repérées avec retard car noyées dans le bruit des informations échangées, alors que des messages d'alerte spécifiques auraient permis d'en souligner l'importance, de répreciser les points d'attention de part et d'autre, voire d'adapter l'organisation si besoin. Pour rappel, l'APRP sur la tranche 11 a été simulée à 17h30. Un premier message ¼ d'heure relevé à 18h10 permettait d'identifier l'APRP via la pression enceinte et les seuils de niveaux des puisards. Les inspecteurs ont noté que le PCD-N a informé l'ETC-N de l'APRP à 18h34 après avoir reçu un appel de PCD1. A 18h30, la DT avait déjà détecté l'APRP et lancé les calculs afin d'évaluer la taille de la brèche. Il est en effet à craindre que lors d'accidents multi-réacteurs, la multiplicité des demandes conduise à saturer l'équipe qui est par défaut limitée à un équipier par ligne de fonction. Une évolution de l'organisation de l'équipe serait dans ce cas souhaitable pour permettre la priorisation des actions tête haute ou redistribuer les tâches auprès d'éventuels nouveaux équipiers venus en renfort. Cette adaptation à la situation n'est pas mentionnée dans la note d'organisation de l'équipe de crise de la direction technique (réf. D305918017104) et ne semble donc pas anticipée.

Le PCL1 a précisé qu'en cas de PUI SACA, il aurait demandé un renfort de PCL2 pour la rédaction des messages PUI. Les inspecteurs ont également noté, en cellule ELC, l'interrogation des équipiers de crise sur un passage en mode « reconstruction progressive de l'organisation de crise » afin de mieux répartir les nouvelles tâches induites par la dégradation de l'état du réacteur 11 en complément d'un réacteur 12 encore instable. Il a été décidé de conserver les procédures SACA mais avec une organisation adaptée à la gestion multi-tranches.

Demande II.6 : mener une réflexion sur l'organisation des cellules, notamment PCL, ELC et ETC-N et son appui technique à la DT, pour faire face à un événement multi-tranches et le temps d'arrivée d'éventuels renforts.

Demande II.7 : clarifier l'utilisation du mode « reconstruction progressive de l'organisation de crise » dans le cas d'une situation de cumul avec un PUI déjà déclenché sur le site et une organisation de crise déjà complètement opérationnelle.

Conduite de l'installation depuis le PdR

Les inspecteurs ont relevé les constats suivants lors de la conduite de l'installation depuis le PdR :

- avant de basculer la conduite de l'installation vers le PdR, une partie de l'équipe de conduite est restée transitoirement en SdC afin d'appliquer une partie de la consigne I14 dédiée à cet effet. Les inspecteurs ont constaté que les agents ont stationné en SdC du réacteur 11 un temps qui n'est pas compatible avec l'initiateur qui a provoqué l'évacuation de la SdC ;

- l'équipe de conduite a su se redéployer au PdR pour gérer la situation malgré l'absence du pilote de tranche, blessé conformément au scénario dont l'objectif était de tester la résilience de cette équipe. Avec le grément des équipes locales de crise et l'arrivée rapide de PCL2 et de l'IS, les inspecteurs ont constaté que le nombre de personnes présentes au PdR n'était pas compatible avec l'espace disponible de l'installation, notamment avec la sectorisation entre les deux voies ;
- avec l'arrivée rapide de l'IS et suite à la prise de poste du pilote de tranche de renfort, le CE a décidé de garder l'application de la consigne I14 « surveillance » par le chef d'exploitation délégué (CED) en lieu et place de l'IS prévu pour cette action ;
- des manœuvres locales sur les matériels de l'installation peuvent être nécessaires à la gestion de certains incidents ou accidents. Lorsque l'équipe de conduite a été amenée à piloter le réacteur depuis le PdR, elle a demandé la réalisation de plusieurs fiches de manœuvre locales (FdM) appelées par la consigne dédiée « I14 ». Toutefois les inspecteurs ont constaté l'absence de traçabilité des demandes faites par l'équipe de conduite et de l'état d'avancement de ces FdM. N'ayant pas le suivi d'avancement de ces FdM, l'équipe de conduite s'est retrouvée en difficulté lors du retour en SdC. Contrairement aux FdM lancées depuis la SdC et tracées dans le document dédié au suivi des actions en local (DSAL), les inspecteurs ont constaté que les FdM lancées depuis le PdR doivent être suivies et tracées dans le tableau dédié de l'annexe de la consigne I14 « coordonnateur » prévu à cet effet. L'équipe de conduite semble méconnaître l'existence de ce tableau ;
- la FdM ZC9 a pour objectif de réaliser une surveillance périodique des pompes PTR021PO et PTR022PO. Elle mobilise un agent de terrain en continu pendant toute la conduite au PdR. Elle est lancée par le porteur de la consigne SPE « surveillance permanente de l'état » en page 6 de la consigne I14 « surveillance ». La fiche ZC1 demandée en page 3 de la consigne I14 OPR a la même fonction de surveillance périodique des pompes PTR021PO et PTR022PO, avec quatre pompes supplémentaires à surveiller (RCV171PO/172PO, REA041PO/042PO). En conséquence, 2 agents de terrain (fictifs) ont été mobilisés pendant plusieurs heures pour ces deux fiches alors qu'un seul était réellement nécessaire dans les faits ;
- au moment du retour en SdC, les agents de la conduite n'ont pas utilisé la communication sécurisée lors des manœuvres d'intercomparaison de position des commutateurs et des relais entre le PdR et la SdC malgré la sensibilité de cette action. Un commutateur n'a pas été mis dans la bonne position.

Demande II.8 : analyser ces constats et préciser les actions curatives et préventives mises en place.

80

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

Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN)

Constat d'écart III.1 : l'expert national de la FARN a simulé l'envoi des quatre colonnes FARN sur le site, action validée par le PCD-N. Toutefois, les inspecteurs ont noté que l'information n'avait été transmise ni au CNPE, ni à la préfecture lors des audioconférences décision simulées.

PCD-N

Constat d'écart III.2 : l'annuaire à disposition du PCD-N n'était pas à jour concernant les coordonnées d'astreinte de l'ASNR.

Organisation de crise

Observation III.1 : les inspecteurs ont relevé positivement la rigueur dans l'affichage mis en place au PCD du BDS avec un code couleur permettant à tous d'avoir une bonne représentation de l'état de l'installation, des actions en cours et des actions réalisées, et ce sur les deux réacteurs concernés. Dans la cellule PCM, les inspecteurs ont noté la tenue en temps réel d'un tableau informatique de suivi des actions partagé avec l'ensemble de la

cellule et reporté dans l'outil du SI Collaboratif. Ce fichier reprenait les actions demandées avec les repères fonctionnels complets, identifiant ainsi clairement le réacteur associé, avec les ressources assignées et avec l'état d'avancement de la tâche.

Observation III.2 : les messages PUI issus du CNPE sont arrivés à l'ETC-N tardivement et partiellement. Toutefois, les inspecteurs ont trouvé les recommandations faites par l'ETC-N à destination de l'ELC pertinentes, malgré l'arrivée tardive de la première recommandation, autorisant le retour en SdC de l'équipe de conduite.

Observation III.3 : les inspecteurs ont apprécié l'efficacité de l'ELC à identifier une solution pour le retour de l'équipe de conduite en SdC à la demande du PCL1. En effet, l'idée d'utiliser l'essai périodique KPR 001, dont l'objectif est de vérifier le bon fonctionnement des actionneurs du PdR et donc de faire l'aller-retour de la SdC au PdR, a très vite été retenue. Finalement, en moins d'une heure après la demande du PCL1, la procédure de retour en SdC était quasiment finalisée, bien que l'ELC attendait la validation de la stratégie par l'ETC-N. Néanmoins, la procédure développée par l'ELC n'a pas été effectivement mise en œuvre par biais d'exercice.

Relève

Observation III.4 : l'exercice a commencé à 14h00 avec l'entrée en PUI SR à la suite de l'incident sur un téléphone en SdC. A 16h00, un événement météorologique entraînait plusieurs pertes électriques, présageant une prolongation de la situation dans le temps. Sans doute par biais d'exercice, sachant que l'exercice se terminerait, indépendamment de la situation, en fin de journée, le sujet de la relève n'a pas été abordé par les équipes. Les inspecteurs auraient apprécié que tous les aspects de l'exercice soient simulés, notamment les réflexions sur les aspects logistiques et organisationnels tels que la relève.

80

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

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

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

L'adjointe à la Cheffe de Division

Signée par : Fanny HARLE