



**DIRECTION REGIONALE DE L'INDUSTRIE,
DE LA RECHERCHE ET DE L'ENVIRONNEMENT
HAUTE-NORMANDIE**

Division de Caen

Hérouville-Saint-Clair, le 10 août 2005

Monsieur le Directeur
du CNPE de PALUEL
B.P. n° 48
76450 CANY BARVILLE

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base.
Inspection n° INS-2005-EDFPAL-0013 du 12 juillet 2005.

N/REF : DEP-DSNR CAEN-0600-2005

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre de la surveillance des installations nucléaires de base prévue à l'article 11 du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié, et à l'article 17 du décret n° 93-1272 du 1^{er} décembre 1993, une inspection annoncée a eu lieu le 12 juillet 2005 au CNPE de PALUEL sur le thème des agressions externes vis-à-vis de la station de pompage.

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

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 12 juillet 2005 avait pour objectif de vérifier les actions mises en œuvre à la suite de l'incident du 26 juin 2004 pour fiabiliser la station de pompage du CNPE de Paluel et plus largement garantir la disponibilité de la source froide en cas d'arrivée massive d'agents colmatants en station de pompage (algues, alevins, hydrocarbures) ou en cas d'inondation du site. Les inspecteurs ont examiné les modifications des consignes d'exploitation, les améliorations techniques et organisationnelles, les évolutions des programmes de maintenance réalisées par le CNPE de Paluel dans ce cadre.

Au vu de cet examen par quadrillage, les actions engagées par EDF ont contribué à fiabiliser la station de pompage et à garantir la disponibilité des capacités de refroidissement des réacteurs en cas d'arrivée massive d'agents colmatants en station de pompage ou en cas d'inondation du site. Cependant, les récentes arrivées massives d'agents colmatants en 2005 montrent que ces dispositions ne permettent pas d'éliminer tout impact sur le fonctionnement des réacteurs. Aussi, est-il nécessaire qu'EDF poursuive ses investigations et explore d'autres pistes que celles exploitées jusqu'à ce jour.

... / ...

A. Demandes d'actions correctives

Demande n°1 : formation à la gestion d'une arrivée d'agents colmatants

Une fois validée, la consigne I CFI relative à l'exploitation de la station de pompage en période de tempête ou en présence de colmatants a été présentée au collectif des cadres techniques, qui l'ont présentée à leur tour, chacun dans son équipe de quart. Les agents des équipes de quart n'ont, quant à eux, aucune formation spécifique à cette consigne, ni de formation spécifique de type « gestion d'arrivées d'algues », « gestion station de pompage ». Aucun exercice sur ce thème n'est prévu.

Je vous demande d'adapter les formations des agents de conduite afin d'y intégrer des formations et des exercices spécifiques à la gestion de la station de pompage en période de tempête ou en présence de colmatants.

Demande n°2 : consigne I CFI

La consigne I CFI ne prend pas en compte les lignes de défense telles que la pression et le débit du circuit de refroidissement SEC ou du circuit de lavage du tambour filtrant.

Je vous demande de vous positionner quant à l'utilisation de ces lignes de défenses supplémentaires pour gérer une arrivée d'agents colmatants.

Demande n°3 : gestion d'une arrivée d'hydrocarbure

En cas d'arrivées d'agents colmatants en station de pompage, la consigne I CFI est appliquée par défaut. Or, ces agents colmatants peuvent être des galettes d'hydrocarbures, auquel cas il convient d'appliquer la consigne I POLMAR. Ainsi, dans le cas d'une arrivée non détectée de galettes de fioul, la consigne I CFI sera appliquée au lieu de la consigne I POLMAR. Ce cas n'est pas prévu dans la consigne I CFI. Aucun renvoi de I CFI vers I POLMAR n'est prévu.

Je vous demande d'adapter la consigne I CFI afin de consolider l'articulation entre les consignes I CFI (arrivée d'algues) et I POLMAR (arrivée d'hydrocarbures).

Demande n°4 : harmonisation entre gestion d'une arrivée d'hydrocarbure et d'algues

La consigne I POLMAR prescrit un repli des réacteurs en AN/GV aux conditions de connexion du RRA en cas d'arrivée d'hydrocarbures en station de pompage. La consigne I CFI prescrit par défaut un repli en AN/GV (attente à chaud) en cas d'arrivée d'agents colmatants de type algues ou alevins.

Compte tenu de l'analogie entre une arrivée d'algues et une arrivée d'hydrocarbures dont l'impact est un colmatage du tambour filtrant, je vous demande de me justifier la différence d'approche dans ces deux cas.

Demande n°5 : suivi analogique des paramètres de la station de pompage

Il n'est pas prévu que le suivi analogique du niveau d'eau à l'intérieur des tambours filtrants et des variations de perte de charge au niveau des tambours filtrants et des dégrilleurs retransmis en salle de commande soit utilisé en tant que critère d'exploitation. Seule une exploitation qualitative est faite de ces données. Le suivi dans le temps de ces paramètres est cependant susceptible de constituer une aide à la conduite de l'installation.

Je vous demande de vous positionner sur l'opportunité d'utiliser ce type d'information pour la conduite de l'installation.

Demande n°6 : processus de prise en compte du retour d'expérience

L'incident du 23 juin 2004 a mis en évidence des défaillances dans le processus de prise en compte du retour d'expérience. En effet, un dysfonctionnement semblable à ceux constatés en juin 2004 au niveau d'un capteur de perte de charge (3CFI158CR) avait été constaté et signalé en 2001. Ce constat n'a pas donné lieu à un traitement ni à des mesures palliatives et n'a donc pas permis d'éviter le renouvellement de ce dysfonctionnement. Pour autant, vous n'avez pas prévu de revoir votre processus de prise en compte du retour d'expérience.

Compte tenu de ces éléments, je vous demande de réaliser un audit de votre processus de prise en compte du retour d'expérience dans un délai qui n'excèdera pas six mois.

Demande n°7 : cas de la défaillance de la pompe surpresseuse

Le 23 juin 2004, compte tenu de la défaillance d'une pompe surpresseuse utilisée pour le lavage du tambour filtrant, les opérateurs ont été contraints d'utiliser une lance à incendie. Ce cas s'est déjà produit par le passé. Pour autant, aucune analyse de l'impact du jet de la lance à incendie sur les tamis du tambour filtrant n'a jamais été réalisée.

Je vous demande de réaliser l'analyse de l'impact du jet de la lance à incendie sur les tamis du tambour filtrant. Vous me ferez part de ses conclusions.

Demande n°8 : suffisance des effectifs de conduite en cas d'aléas importants

Le rapport de l'incident survenu le 23 juin 2004 indique que « les agents de terrain sont de facto sollicités pour effectuer des diagnostics », que « la surveillance du cadre technique est aussi confrontée au volume d'activité à réaliser et que, par absence de main d'œuvre, le cadre technique devra aller lui-même poser la consignation sur RRA », que « l'agent de terrain de nuit reprend le pilotage de la chaudière auxiliaire après avoir arrêté l'arrosage du tambour filtrant ». Il est également précisé que « les actions pour acquitter le max3 par passage en grande vitesse forcée et mise en service de la pompe surpresseuse sont réalisées en même temps que l'opérateur gère la mise sous vide ». Ces éléments soulignent l'ampleur des sollicitations des personnels de conduite lors de l'événement du 23 juin 2004. Pour autant, vous n'avez pas tiré de retour d'expérience sur ce plan-là.

Je vous demande d'entamer une réflexion sur la suffisance des effectifs de conduite en cas d'aléas importants comme cela a été le cas le 23 juin 2004. Vous vous positionnerez sur l'opportunité de définir une astreinte conduite qui pourrait compléter l'équipe de conduite en place en cas d'aléas importants.

Demande n°9 : maintenance des dispositifs d'évacuation des algues

Les algues récupérées au niveau des tambours filtrants sont évacuées via des pompes de relevage. Le référentiel de sûreté des systèmes de la station de pompage (Note ENITSE/03000016A du 9 décembre 2003) précise « qu'en premier avis le système de récupération et d'évacuation des débris de Paluel ne relève d'aucun classement de sûreté. Toutefois, il conviendra de confirmer cet avis global lors des analyses appliquées aux sites considérés, en vérifiant les dispositions mises en œuvre pour détecter une éventuelle défaillance de ces pompes de relevage, en relation avec la capacité de rétention de la fosse. Vous considérez ce système comme QS, et n'effectuez que de la maintenance curative, à l'exception du graissage qui est préventif.

Je vous demande de réaliser les analyses prescrites par le référentiel de sûreté des systèmes de la station de pompage qui permettront de vérifier les dispositions mises en œuvre pour détecter une éventuelle défaillance de ces pompes de relevage, en relation avec la capacité de rétention de la fosse.

Demande n°10 : dispositifs de suivi de l'encrassement des échangeurs RRI/SEC

Lors de l'incident du 23 juin 2004, la baie URANUS, qui permet de suivre l'encrassement des échangeurs RRI/SEC, est devenue inopérante car les communs RRI n'étaient pas lignés sur la file à surveiller. Ainsi, il n'était pas possible d'avoir une image correcte de l'encrassement des échangeurs RRI/SEC dans tous les cas. Vous avez indiqué qu'il faudrait modifier la conception de la baie pour remédier à ce problème.

Compte tenu de l'importance de ce type de paramètre, je vous demande d'étudier la faisabilité d'une modification de la baie URANUS afin de permettre d'avoir une image correcte de l'encrassement des échangeurs RRI/SEC dans toutes les configurations de lignage.

Demande n°11 : suivi de l'envasement du chenal d'amenée d'eau de mer

L'envasement du chenal fait l'objet d'un suivi au titre du programme de base de maintenance préventive PB 1300 AM 12-02 indice 1. Ce programme prescrit de réaliser une bathymétrie annuelle du chenal, afin de statuer sur la nécessité ou non d'effectuer un dragage du canal d'amenée de l'eau de mer. Des précédents contrôles ont été effectués le 31 août 1999, le 31 janvier 2001, le 19 juillet 2001 et le 18 février 2003, sans respecter la périodicité annuelle. Pour autant, le suivi depuis l'origine du chenal de Paluel montre qu'il est autoentretenu, à savoir que son taux d'ensablement oscille mais reste globalement stable.

Je vous demande de veiller désormais à respecter la périodicité de contrôle de l'envasement du chenal.

Demande n°12 : mise à jour des consignes en cas d'arrivée d'hydrocarbures

La doctrine d'exploitation « gestion du risque hydrocarbure pour les CNPE bords de mer », du 11 mars 2004, n'a toujours pas été déclinée dans la consigne I POLMAR du site. Une demande de modification a bien été faite, mais pas encore réalisée.

Compte tenu de la date d'émission de la note de doctrine, je considère que l'absence de mise à jour de la consigne I POLMAR à ce jour est inacceptable. Aussi, je vous demande de mettre à jour cette consigne dans un délai qui n'excèdera pas un mois.

La doctrine d'exploitation « gestion du risque hydrocarbure pour les CNPE bords de mer », du 11 mars 2004 a été intégrée dans la mise à jour du PUI prévue en août 2005. Cette mise à jour a été consultée le jour de l'inspection. Cependant, un point mérite d'être clarifié. Dans le cas d'une « alerte particulière », le lien entre les consignes de conduite et le PUI n'est pas formalisé.

Je vous demande de formaliser le lien entre les consignes de conduite et le PUI.

B. Compléments d'information

Complément n°1 : validation de la consigne I CFI

La consigne I CFI présentée sous format de type « approche par états » a été validée sur simulateur par l'équipe de conduite qui l'a rédigée. Elle ne sera pas revalidée lors de chaque montée d'indice. Le compte rendu de cette validation n'a pas pu être présenté le jour de l'inspection.

Je vous demande de me transmettre le compte rendu de cette validation sur simulateur.

Complément n°2 : processus de requalification fonctionnelle

L'incident du 23 juin 2004 a montré des défaillances dans le processus de requalification fonctionnelle des capteurs de pertes de charge au niveau des tambours filtrants et des dégrilleurs. La réalisation d'un audit du processus de requalification fonctionnelle à échéance du 31 août 2005 a été décidée. Cet audit n'était pas finalisé le jour de l'inspection.

Je vous demande de me faire part des conclusions de cet audit dès qu'elles seront connues et des enseignements que vous en tirerez.

Complément n°3 : maintenance des capteurs de pertes de charge de la station de pompage

Conformément à l'engagement pris suite à l'incident du 23 juin 2004, vous avez élaboré et mis en place un programme local de maintenance préventive (PLMP) de l'instrumentation installée en station de pompage. Ce PLMP concerne les capteurs de pertes de charge au niveau des dégrilleurs et du tambour filtrant, ainsi que les capteurs de niveau dans le tambour filtrant récemment installés. Ce PLMP sera appliqué pour la première fois à l'issue de l'arrêt du réacteur n°2 en 2005.

Je vous demande de dresser un bilan de la mise en application de ce PLMP sur le réacteur n°2, et de m'en transmettre les conclusions et les enseignements que vous en tirez.

Complément n°4 : exploitation des chaudières auxiliaires de production de vapeur

L'événement du 23 juin 2004 a mis en évidence des dysfonctionnements dans le fonctionnement et l'utilisation des chaudières auxiliaires de production de vapeur. En particulier, ces dernières ont été pilotées en manuel et non en automatique, ce qui a apparemment conduit à leur mise en défaut pendant une longue durée. Il a été décidé à la suite de ces événements d'étudier la faisabilité d'un essai d'alimentation des quatre dégazeurs ASG pour évaluer les pertes de calories entre les chaudières auxiliaires et le réacteur n°4 et d'établir un mode opératoire adéquat à ce type de fonctionnement. Les conclusions de cette étude doivent être rendues avant la fin du mois de décembre 2005. Il est apparu que cette étude n'était toujours pas commencée le jour de l'inspection.

Je vous demande de m'apporter tous les éléments permettant d'avoir une vision claire et détaillée du fonctionnement des chaudières auxiliaires le 23 juin 2004. Vous vous attacherez à détailler les raisons qui ont conduit les opérateurs à piloter ces chaudières en manuel et non en automatique. Vous analyserez les causes de leur dysfonctionnement le 23 juin 2004. Vous me ferez part des enseignements que vous en tirez.

Je vous demande de me transmettre, dès qu'elle sera finalisée, les conclusions de l'étude de faisabilité d'un essai d'alimentation des quatre dégazeurs ASG ainsi que le mode opératoire élaboré et adéquat à ce type de fonctionnement.

Complément n°5 : études pour une meilleure détection et filtration des eaux de refroidissement

Les mesures mises en œuvre suite à l'événement du 23 juin 2004 visent à améliorer la gestion des épisodes d'arrivées massives d'algues par une détection précoce et un repli préventif de tranches. Toutefois, les événements survenus au début du mois de juillet 2005 ont mis en évidence l'intérêt de pouvoir anticiper plus encore. A cette fin, vous avez évoqué des tests et études prospectifs concernant une détection éventuelle des arrivées massives d'algues plus en amont dans le chenal d'amenée, ou à plus long terme un éventuel étage supplémentaire de filtration des eaux.

Il m'apparaît essentiel de pouvoir progresser sur ces axes d'études. Aussi, je vous demande de me tenir informé de votre plan d'actions en la matière.

C. Observations

Observation n°1 : maintenance des chaudières auxiliaires de production de vapeur

La dernière mise à jour du 30 novembre 2004 de la règle particulière de conduite « grand froid » précise que les moyens de production de vapeur doivent être vérifiés régulièrement. Le CNPE n'a pas encore intégré cette dernière mise à jour, et le fera avant l'hiver prochain. Compte tenu des défaillances constatées au niveau des chaudières auxiliaires en 2004, il aurait pu être judicieux d'intégrer au plus tôt cette règle afin d'assurer un meilleur suivi de ces chaudières.

Observation n°2 : remise à niveau de la chaîne de production d'eau déminéralisée

Suite à l'événement du 23 juin 2004 qui a révélé des défaillances nombreuses de la chaîne de production d'eau déminéralisée, une remise à niveau de ce poste a été entreprise. Il est regrettable d'attendre un incident pour engager une remise à niveau.

Observation n°3 : surveillance des bassins d'eau douce du site

EDF a décidé d'approfondir l'analyse relative aux risques de formation de fontis (conduits karstiques en formation) au voisinage des bassins d'eau douce situés sur la falaise avec la mise en place d'un programme de reconnaissance géotechnique courant 2005. Ce programme n'a toujours pas été mis en application au jour de l'inspection.

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

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

Pour le Directeur et par délégation,
le chef de division,

SIGNE PAR

Olivier TERNEAUD