



Division de Caen

Hérouville-Saint-Clair, le 25 juin 2010

N/Réf. : CODEP-CAE-2010-034840

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Flamanville
BP 4
50 340 LES PIEUX**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base.
Inspection n° INS-2010-EDFFLA-0016 des 25 et 26 mai 2010.

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 4 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection annoncée a eu lieu les 25 et 26 mai 2010 au CNPE de Flamanville, sur le thème de la rigueur d'exploitation.

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 des 25 et 26 mai 2010 fait suite à l'inspection de revue réalisée en mai 2009 sur le même sujet. L'inspection avait pour objectif de contrôler l'état d'avancement des actions correctives mises en œuvre par le CNPE pour traiter les faiblesses identifiées dans le traitement des écarts, le pilotage des actions d'amélioration de la sûreté et la gestion de la documentation. L'état d'avancement des différents points clef du plan de rigueur a également été passé en revue. Les inspecteurs ont réalisé des contrôles sur le terrain en assistant à la relève de quart de la conduite au niveau des deux réacteurs, en participant à deux rondes de conduite et en effectuant un exercice incendie.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le CNPE de Flamanville en matière de rigueur d'exploitation n'a toujours pas permis au site de progresser de manière significative et reste insuffisante.

Trois constats ont été émis à l'issue de l'inspection

.../...



A - DEMANDES D' ACTIONS CORRECTIVES

Résorption du passif de maintenance

Lors de l'inspection de revue du 11 au 15 mai 2009, il avait été constaté que le passif de maintenance était très important : 3 300 demandes d'intervention (DI) non traitées à fin mai 2009. L'objectif annoncé du CNPE était de résorber ce passif au plus tard pour fin 2011, en faisant appel à un prestataire fin d'année 2009 pour les DI du service travaux et de les traiter en interne pour les DI du service AEI (automatisme, électricité, informatique).

Le constat fait en mai 2010 sur le nombre de DI est que la résorption du passif n'a toujours pas commencé et que le nombre de DI a continué d'augmenter : 3800 dont 2500 relevant du plateau tranche en marche. Parmi ces 3800 DI, 1500 concernent du matériel important pour la sûreté. Il est à noter que ce nombre de DI est 2 à 3 fois supérieur à la moyenne nationale. Lors de l'inspection, il nous a été indiqué que le début du traitement de ce passif était prévu courant juin 2010.

A.1 – Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires afin de commencer à résorber ce passif de maintenance dans les plus brefs délais. Afin de contrôler le traitement effectif de ce passif, je vous demande de me transmettre tous les 3 mois un point détaillé sur son état d'avancement.

Respect des échéances des éléments de visibilité

A l'issue des visites d'inspection ou à la suite des comptes-rendus des événements significatifs, vous transmettez à l'ASN des éléments de visibilité (EVI) qui correspondent à des actions de nature à éviter que le problème ou l'écart rencontrés ne se renouvèlent. A ces EVI sont associées des échéances. L'organisation mise en place actuellement ne vous permet toujours pas de respecter les échéances de ces EVI. Ce constat avait déjà été fait lors de l'inspection de revue du 11 au 15 mai 2009 et l'inspection du 2 février 2010 spécifique au traitement de ces EVI. Il a été notamment constaté les nouveaux reports des EVI suivants :

- Le défaut de référentiel lignage avait été constaté lors de l'inspection de revue. Divers EVI ont été pris par le CNPE sur ce sujet. Même si depuis une note sur le référentiel des lignages conduite a été faite, la mise en place du référentiel lignage n'est pas achevée. Certains des EVI ne sont toujours pas soldés et leur échéance est, à nouveau, repoussée au 30 septembre 2009 puisque le CNPE prévoit d'établir un échéancier des actions correctives à partir des réflexions issues du groupe de travail lignage. Il est prévu par un nouvel EVI que ce plan d'action soit transmis à l'ASN.
- Le retard d'intégration du référentiel avait également été constaté lors de l'inspection de revue. Le CNPE avait prévu de faire appel à un prestataire afin de conduire la mise à jour documentaire pour le service travaux (finalisation au 01/06/2011) et pour le service conduite (finalisation au 01/06/2010). Pour le service travaux, un an après l'inspection de revue, l'état d'avancement sur le sujet est le suivant : rédaction du cahier des charges pour le prestataire prévu pour fin juin 2010. Pour le service conduite, l'échéance est reportée au 31/12/2010. Un état des lieux concernant les programmes de base de maintenance préventive (PBMP) a été fait. Le prestataire qui a été retenu, aura 6 mois pour contrôler que tous les critères des PBMP sont bien intégrés dans les gammes opératoires.

A.2 – Je vous demande :

- **de me transmettre un point sur l'état d'intégration du référentiel service par service,**
- **de m'indiquer, service par service, les actions correctives mises en œuvre afin que les retards d'intégration de votre référentiel documentaire soient corrigés.**

- L'absence d'une consigne d'exploitation destinée à définir les actions de conduite en cas d'arrêt fortuit ou de repli du réacteur en application des spécifications techniques d'exploitation a conduit le CNPE à déclarer deux événements significatifs : le premier, le 10 octobre 2006 et le second, le 1^{er} juin 2009. Dès 2006, un EVI sur la rédaction de cette consigne avait été rédigé (dont l'échéance était fixée au 31 décembre 2007). Il n'était toujours pas soldé le jour de l'inspection malgré un nouveau report d'échéance fixé au 10 avril 2010 à la suite de l'inspection du 2 février 2010. Cette situation n'est pas acceptable et pourrait conduire à de nouveaux écarts dans ces phases de conduite.

A.3 – Je vous demande de mettre en place cette consigne dans les plus brefs délais. Vous m'informerez de sa mise en place effective sans attendre le délai de 2 mois figurant à la fin de ce courrier.

De manière générale, sur le sujet du respect des échéances des EVI, les inspecteurs ont bien noté que vous avez mis en place une nouvelle commission nommée « relations avec l'ASN » en mars 2010. Cette commission a, entre autre, pour objectif de travailler à l'examen, voire à la révision des échéances des EVI et à leur solde. La première réunion a eu lieu en mai et une autre est prévue en juin.

A. 4 – Je vous demande de m'indiquer quel est le pourcentage de traitement des EVI dans les délais pour le 1^{er} semestre 2010. Afin de contrôler le traitement effectif de ces EVI, je vous demande de me transmettre tous les 3 mois un bilan des EVI traités.

Respect des délais d'intervention des équipes de seconde intervention

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont demandé la réalisation d'un exercice incendie dans le local NB 503 dans le BAN (bâtiment des auxiliaires nucléaires) du réacteur n°2. A compter du déclenchement du feu, le rondier muni de sa fiche d'action incendie (FAI) est intervenu dans les temps prévu par le référentiel EDF : 13 minutes après la détection de l'incendie. L'équipe de deuxième intervention n'a pas été opérationnelle puisqu'elle n'a été en position devant le local simulé en feu qu'au bout de 43 minutes au lieu des 25 minutes prévues par le référentiel. Le déroulement de l'exercice a révélé un certain manque d'entraînement puisqu'il a été constaté des hésitations dans le déroulement des gestes de base (mise de l'équipement ARI, utilisation de la ligne de vie ...) et dans le déroulement de l'intervention (9 minutes à discuter et se préparer devant la porte du local).

A.5 - Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires afin que vos équipes de seconde intervention puissent intervenir dans les délais requis.

B - COMPLEMENTS D'INFORMATION

Gestion des compétences et des ressources (GPEC)

La fiabilité de votre système renouvellement des compétences est caractérisée comme insuffisante au niveau de votre diagnostic interne et au niveau de l'évaluation globale sûreté de 2009 réalisée par vos services centraux. Lors de l'inspection, il a également été indiqué aux inspecteurs que :

- la GPEC avait sous-dimensionné les pépinières dans le domaine de la conduite mais également dans d'autres domaines (nécessité de recruter 25-26 personnes).
- Un manque de ressource « méthodes » est également identifié au niveau du service travaux.
- Le chef du projet arrêt de tranche ne dispose pas d'un appui en interne pérenne. Inexistant lors de l'arrêt du réacteur n°1 en 2009, c'est actuellement un prestataire qui tient ce rôle.

- l'organisation du plateau tranche en marche (TEM) a été finalisée. Actuellement le grément permet de gérer correctement un réacteur en fonctionnement. Il manque 4 personnes pour assurer un fonctionnement correct du plateau et notamment 2 opérateurs sont nécessaires pour les bulles de consignation¹ (actuellement le TEM fait appel au chargé de consignation de l'équipe de conduite). Pour éviter que l'organisation du TEM soit perturbée par les fortuits, des équipes réactives² doivent être mises en place. C'est le cas pour le service AEI avec 5 à 6 personnes et pour le service conduite, dont l'équipe réactive est intégrée au quart. Cette équipe réactive n'est pas encore mise en place au niveau du service Travaux.

Pour traiter ces difficultés, un projet « compétence » a été mis en place depuis septembre 2009 pour 3 ans. D'après le pilote de ce projet, la GPEC est actuellement relativement fiable et l'identification des compétences critiques a été faite. Cependant il n'a pas été possible d'avoir un diagnostic service par service. Le plan d'actions et les indicateurs restent à définir pour mi-juillet 2010.

B.1 - Je vous demande de me transmettre votre plan d'action sur le sujet. Concernant les quatre points spécifiques mentionnés ci-dessus, je vous demande de me préciser comment et dans quel délai les postes vacants seront pourvus.

Concernant l'organisation future, le CNPE devra également intégrer les grands projets de la DPN, avec l'échéancier suivant :

- AP 913 (réorganisation de la maintenance pilotage par la fiabilité des matériels pour mi 2012),
- COPAT (pilotage en 2 équipes sur 10h des arrêts de réacteurs pour fin 2011),
- O2EI (obtention d'un état exemplaire des installations objectif fin 2012),
- Amélie (amélioration logistique et pièce de rechanges pour juin 2010),
- SdIN (système d'information technique d'EDF pour début 2012).

B.2 – Je vous demande de m'indiquer comment ces différents projets sont ou seront pris en compte au niveau de votre gestion des compétences, tant actuelle que future. Au vu des difficultés actuelles du CNPE pour pourvoir certains postes vacants, je vous demande de vous positionner ainsi que vos services centraux, sur le réalisme de l'échéancier qui nous a été proposé et sa cohérence avec les effectifs et les compétences actuelles et futures.

Pilotage de la sûreté et du plan de rigueur

Pour le suivi de votre processus sûreté, 4 réunions de revue de ce processus sont prévues chaque année. Lors de l'inspection, le compte-rendu de la revue de janvier 2010 a été examiné. 15 actions ont été définies à l'issue de cette revue. A la date de la visite, aucune d'entre elles n'avait de pilote ou d'échéance définis alors qu'entre temps une nouvelle revue avait été effectuée en mai. Ce délai de mise en place des actions n'est pas compatible avec le processus d'amélioration continue et ne permet pas de garantir une vraie progression de vos processus pourtant nécessaire.

B.3 – Je vous demande :

- de m'indiquer comment vous vous assurez du bouclage de votre processus sûreté quand les délais entre les décisions, la définition de l'affectation et des échéances et enfin l'éventuelle réalisation sont aussi longs ;
- de prendre les mesures nécessaires afin d'assurer la mise en place d'une vraie démarche d'amélioration continue en établissant un plan d'actions complet (actions, pilote, échéance) issu des suites des revues de processus.

¹ : bulles de consignation : consignation étendue à une partie de circuit afin de traiter de façon globale (et pas uniquement par métier de maintenance) toutes les demandes d'intervention relative à cette partie de circuit.

² : équipe réactive : équipe dédiée spécifiquement au traitement des demandes d'intervention fortuites.

Pour la préparation de l'inspection, vous avez fourni les engagements 2010 de votre plan de rigueur. Pour chaque point clé défini dans ce dernier (10 au total), vous avez défini des « actions majeures de progrès en 2010 », avec des échéances s'échelonnant tout au long de l'année 2010. Les inspecteurs ont examiné pour certains points clé si les actions devant être réalisées pour mars et avril 2010 l'étaient effectivement. Ce n'était pas systématiquement le cas : certaines actions étaient en cours ou pas encore commencées comme les lignages, les requalifications en arrêt de réacteur, non conformité aux spécifications techniques d'exploitation (STE).

B.4 – Je vous demande de me transmettre par point clef, l'état d'avancement des différentes actions définies dans les engagements 2010 de votre plan de rigueur. Vous transmettez un bilan d'avancement tous les 3 mois.

Il est indiqué dans ce même document que « les plans d'actions suivis dans le cadre du plan de rigueur sont une contribution directe des processus élémentaires, notamment au processus Sécurité Nucléaire ». Effectivement associé à chaque point clef, il existe un tableau de bord définissant le pilotage des actions de progrès avec un commentaire sur les avancées et les points d'alerte, les mesures de performances du processus et les éléments de contrôle, chacun de ces points est commenté. Ce tableau de bord n'existe pas nécessairement pour chaque point clef (cas par exemple pour des analyses de risque, des non-conformités STE) et s'il existe, il n'est pas nécessairement mis à jour mensuellement comme demandé (cas par exemple de la fiabilisation des interventions). Les différents pilotes de points clef ont indiqué aux inspecteurs que d'autres moyens (via par exemple certaines réunions périodiques) leur permettaient de faire remonter l'information au niveau de la direction.

B.5 – Je vous demande de m'indiquer :

- pourquoi les tableaux de bord que vous avez définis ne sont soit pas utilisés ou soit pas remplis avec la périodicité requise, ces informations contribuant directement à votre processus sûreté ;
- si de ce fait, l'information disponible qui vous est remontée est exhaustive ;
- quelles actions correctives vous comptez mettre en place afin que l'organisation que vous avez définie soit effectivement respectée.

Etat d'avancement de certains points clef du plan de rigueur

Les inspecteurs ont constaté que le traitement de certains points clef du plan de rigueur avaient notablement avancé, notamment pour les dispositifs et moyens provisoires (DMP) et les analyses de risques (ADR). Vous nous avez d'ailleurs indiqué, sur ces 2 points clef, vouloir les retirer du plan de rigueur au vu de leur état d'avancement. (les DMP sont sortis le 30 avril 2010 du PRE)

Même s'il est vrai que ces 2 points clef ont avancé de façon notable, il reste encore des sujets relatifs à ces derniers à traiter :

- pour les DMP : la déclinaison de la Directive Interne (DI) 74 ind2, l'établissement des catalogues des différents type de DMP, éradication des MTI (modifications temporaires de l'installation). De plus, les indicateurs relevés sur les derniers mois concernant le nombre de DMP et de MTI montrent une dérive du nombre de ces derniers.
- Pour les ADR : des ADR transverses encore à établir, intégration de la logistique dans les ADR, rédaction d'ADR multispécialités.

Le retrait de ces points clef se fait via une méthodologie définie « sortie provisoire du PRE ».

B.6 – Je vous demande de m'indiquer comment et combien de temps vous comptez suivre les points clef retirés de votre plan de rigueur. En effet, même si certains d'entre eux ont notablement évolué, ils ne sont ni totalement finalisés, ni totalement stabilisés.

Les inspecteurs ont également constaté que pour certains points clef, il était difficile de se rendre compte de l'état d'avancement de ces derniers. Pour un certain nombre de points clef : requalifications, exploitation des visites terrain, mise en œuvre des pratiques de fiabilisation, ADR, ... les indicateurs sont issus de l'exploitation des visites terrains. Apparemment ces dernières ne sont pas nécessairement à jour et les analyses tardent à être faites.

B.7 - Je vous demande de m'indiquer comment vous gérez votre application visites terrain afin que les données collectées soient enregistrées et puissent être rapidement exploitées.

Projet arrêt de tranche (ADT) et projet tranche en marche (TEM)

Lors de l'inspection, vous avez informé les inspecteurs du fait que vous ne feriez plus d'analyse 2^{ème} niveau (qui correspond plutôt à un double contrôle) que sur des activités dites sensibles à compter de la visite partielle n°17 sur le réacteur n°2. Ces activités sensibles sont définies avant le début de l'arrêt. La pratique de l'analyse 2^{ème} niveau vous avait permis jusqu'à présent d'identifier avant les commissions arrêt de tranche (comsat) des erreurs ou des problèmes sur certaines interventions.

B.8 – Je vous demande de me transmettre le retour d'expérience que vous allez tirer de l'application de l'analyse 2^{ème} niveau qu'aux activités dites sensibles prédéfinies, sur l'actuel arrêt de réacteur.

Lors de la visite partielle n°17 sur le réacteur n°1 en 2009, vous avez constaté des non-qualités de maintenance importantes concernant la robinetterie, confiée à un nouveau prestataire entrant dans le nucléaire. De plus, cette société devait gérer une prestation intégrée. Le choix de prendre cette société relève de vos services centraux et notamment du service achat. Au vu des problèmes rencontrés lors de l'arrêt 2009, la société qui bénéficiait du même contrat pour l'arrêt de 2010, a vu son périmètre d'intervention notablement réduit.

Par ailleurs, concernant cette société, une inspection a eu lieu le 3 juin 2010 à l'Unité technique opérationnelle (UTO) de la division de la production nucléaire (DPN). Les inspecteurs ont constaté que cette société prestataire est intervenue sans être qualifiée et sans dérogation. Or votre référentiel impose que les sociétés qui interviennent pour réaliser des activités concernées par la qualité (ACQ) soient qualifiées. Dans la négative, une telle intervention est néanmoins possible, à titre exceptionnel, sous réserve de disposer d'une dérogation établie par le directeur de l'établissement dans lequel est réalisée l'intervention.

B.9 – Je vous demande de m'indiquer :

- **pourquoi vos services centraux ont choisi de faire intervenir un premier entrant dans le nucléaire, dans le cadre d'une vaste prestation intégrée, sur le CNPE de Flamanville, connu pour avoir des difficultés alors que d'autres CNPE, en moindre difficulté, sur la plaque Caux-Manche ont effectué des arrêts de réacteurs dans la même période ;**
- **pourquoi cette société non qualifiée est intervenue sans dérogation.**

Lors de l'inspection, vous avez informé les inspecteurs qu'une note d'organisation du plateau TEM était en cours de finalisation (prévue pour fin juin). Cette note doit notamment définir les conditions de transfert du réacteur entre le PAT et le TEM.

B.10 – Je vous demande de me transmettre cette note quand celle-ci sera finalisée.

Un des axes de progrès identifié pour le plateau TEM est de fiabiliser les différents plannings d'activité : court terme (jusqu'à la semaine), moyen terme (jusqu'au mois) et cycle. Actuellement, les données relatives à ces différents plannings sont rentrées manuellement puisque le projet TEM n'a jamais utilisé l'outil SYSALPIN jusqu'à présent. Il a par ailleurs été indiqué aux inspecteurs que cette organisation perdurerait jusqu'à la mise en place du logiciel SDIN en 2012.

B.11 – Je vous demande de vous positionner sur cette organisation transitoire prévue à ce jour jusqu'en 2012 et qui est de nature à rendre plus complexe la saisie de vos plannings ainsi qu'une source de risque d'erreurs.

Contrôles effectués sur les réacteurs lors des rondes

Lors de l'inspection, les inspecteurs sont passés en salle de commande et ont effectué une ronde avec un des rondiers de l'équipe de conduite sur chacun des deux réacteurs. Il a été constaté sur le réacteur n°1 de nombreux macarons ou étiquettes sur le pupitre de commande pour indiquer l'indisponibilité de certains matériels et condamner leur manœuvrabilité. Pour la plupart, les dates d'indisponibilité indiquées étaient anciennes. Lors des rondes, des demandes d'intervention sur le matériel étaient également présentes. Le CNPE, à qui les inspecteurs ont fait part des différentes remarques effectuées, a fourni certaines informations. Les différents points ci-dessous ne reprennent donc que les remarques pour lesquelles un complément d'information est nécessaire :

- Macaron en salle de commande du réacteur n°1 : pour les pompes CEX³ 001/2/3 PO et la vanne CEX 243 VL « non étanche », indisponible depuis le 12/12/2009.
- Macaron en salle de commande du réacteur n°1 : GRE⁴ 505 TL « Hors Service depuis longtemps » avec une demande d'intervention (DI) n° 586867. Sur ce point, vous nous avez répondu qu'un dossier de modification a été réalisé (PNPP⁵ 2002 : mise à niveau KZR⁶ V4) et qu'il reste l'implantation des paramètres, et la remise en service du limiteur suiveur, prévue avant la fin juillet 2010.
- Macaron en salle de commande du réacteur n°1 : pour la pompe RPE⁷ 321 PO avec une DI n° 581093 du 27/01/2009 pour une « manchette percée ». Sur ce point, vous nous avez répondu que l'intervention est planifiée la semaine 25.
- Dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires du réacteur n°1, dans le local NB 0404, au milieu des nombreux fûts de déchets entreposés, deux fûts métalliques portent les mêmes mentions « sable irradiant » et « Débit de dose de 70mSv/h du 23/11/1992 ».

B.12 – Je vous demande de m'indiquer :

- à quoi correspondent ces déchets et quelle filière d'élimination est prévue ;
- comment ont été traités les demandes d'intervention des différents matériels indisponibles.

Commentaire [J1] : Je ne comprends pas de quoi tu parles quand tu dis indisponibilités.

C - OBSERVATIONS

Néant



³ Condenseur -Extraction

⁴ Régulation et sécurité turbine

⁵ Relatif à une modification

⁶ Système de téléconduite

⁷ Purges, évènements exhaures nucléaires

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 amenés 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 général de l'ASN et par délégation,
Le Chef de division,**

SIGNEE PAR

Thomas HOUDRÉ