

DIVISION DE LYON

Lyon, le 16 mars 2010

N/Réf. : CODEP-LYO-2010-n°014404

**Monsieur le directeur**  
**EDF - CNPE de Saint-Alban/Saint-Maurice**

**BP 31**  
**38 550 SAINT-MAURICE-L'EXIL**

**Objet :** Inspection du *CNPE de Saint-Alban/Saint-Maurice (INB n° 119/120)*  
Identifiant de l'inspection : *INS-2010-EDFSAL-0003*  
Thème : « *rigueur d'exploitation* »

**Réf.:** Loi n°2006-686 du 13 juin 2006

Monsieur le directeur,

Dans le cadre de la surveillance des installations nucléaires de base prévue par la loi n° 2006-286 du 13 juin 2006, l'ASN a procédé à une inspection de votre établissement de Saint-Alban/Saint-Maurice le 3 mars 2010 sur le thème « *rigueur d'exploitation* ».

A la suite des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs, 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 3 mars 2010 portait sur la rigueur d'exploitation et avait pour objet la vérification de la gestion, par le service « conduite », des demandes d'intervention, des consignes temporaires d'exploitation, des condamnations administratives, ainsi que des changements d'état du réacteur. Les inspecteurs ont également vérifié, par sondage, le respect de paramètres de conduite requis par les spécifications techniques d'exploitation, et ils ont analysé la gestion d'un transitoire sensible d'exploitation.

A l'issue de cette inspection, les inspecteurs considèrent que l'exploitant devra s'efforcer, sous un délai d'un an, de réduire de façon drastique le nombre de demandes d'intervention en attente de traitement et de veiller à une meilleure traçabilité des justifications de report de réalisation de ces interventions. Cette inspection n'a pas donné lieu à l'établissement de constat d'écart notable.

## **A. Demandes d'actions correctives**

Les inspecteurs ont constaté que le site cumulait environ 4800 demandes d'intervention (DI) non traitées. A titre de comparaison, la directive transitoire (DT) n°296 ind.3 fixe comme objectif aux sites de ne pas dépasser 350 DI par tranche (le terme « tranche » désignant les réacteurs mais aussi les parties communes de site) : le site dépasse donc largement le critère des 1050 DI (correspondant au réacteur n°1, au réacteur n°2 et aux parties communes) fixé par cette DT.

Les inspecteurs ont également relevé que la tendance observée était, depuis septembre 2008, à l'augmentation du nombre de demandes d'intervention en cours de traitement.

Par ailleurs, il est apparu aux inspecteurs que la traçabilité des justifications de report d'intervention était défaillante.

**Demande A1 : Je vous demande de mettre en place un plan d'action ambitieux pour réduire le nombre de DI en cours de traitement de manière à atteindre la cible fixée par la DT n°296. Vous veillerez en particulier à étudier le recours à des prestataires extérieurs pour aider les services qui sont le plus en retard dans le traitement des demandes d'intervention. Vous voudrez bien me rendre compte de vos actions en ce sens, avec un point d'étape à 6 mois et un autre point d'étape fixé à un an.**

**Demande A2 : Je vous demande de m'indiquer les actions de renforcement et d'organisation du projet 'tranche en marche' que vous allez entreprendre afin de parvenir à la résorption du retard évoqué supra.**

**Demande A3 : Je vous demande de veiller à la formalisation des éléments de justification des reports de réalisation des DI.**

Sur le réacteur n°2, le clapet repéré RCV 265 VP présente actuellement une inétanchéité interne qui vous conduit à prendre des dispositions particulières de conduite pour éviter la montée en pression du circuit situé à l'amont de la pompe repérée RCV 191 PO.

Les inspecteurs ont constaté en inspection que ce clapet avait été changé en 2002 mais qu'il ne fait l'objet d'aucune maintenance préventive, à l'exception d'un suivi par appareil "témoin" réalisé au niveau du parc EDF.

Or, ce clapet, de type SEREG à soupape de diamètre nominal 50 mm, est connu pour présenter des fuites internes en service, comme en témoignent les remplacements engagés sur les repères fonctionnels RIS 40, 41 et 42 VP des paliers CPY. Par ailleurs, l'existence de la DT n°162 démontre, par essence, que les clapets installés sur ce repère fonctionnel présentent un retour d'expérience négatif sur le parc nucléaire.

**Demande A4 : Je vous demande de programmer sur les clapets installés sur les repères fonctionnels RCV 265 VP des deux réacteurs, un programme d'entretien, qui inclut des visites internes périodiques. Vous voudrez bien me rendre compte de vos actions en ce sens et intégrer ces programmes dans le recueil local des programmes de maintenance et de surveillance des matériels classés importants pour la sûreté (RLPMS).**

Les inspecteurs ont examiné le respect des prescriptions de la règle particulière de conduite (RPC) portant sur les opérations de levée temporaire des condamnations administratives. Le jour de l'inspection, deux levées de condamnations temporaires étaient en cours et les inspecteurs ont relevé que ces opérations avaient été réalisées sans que leur formalisation ne soit effectuée au préalable dans les cahiers de quart du chef d'exploitation (CE) et du chef d'exploitation délégué (CED).

Par ailleurs, la RPC recommande que l'ingénieur sûreté (IS) soit prévenu en cas de levée temporaire de condamnation administrative dans le but d'être en mesure d'exercer des actions de vérification de ces opérations d'exploitation. Or, l'IS d'astreinte n'avait pas connaissance des levées de condamnations en cours le jour de l'inspection.

**Demande A5 : Je vous demande de veiller scrupuleusement au respect de l'ensemble des prescriptions de la RPC « condamnations administratives ».**

**Demande A6 : Je vous demande de mettre en place une organisation qui impose l'information préalable de l'IS pour toute levée temporaire d'une condamnation administrative.**

Les inspecteurs ont examiné les dossiers de changements d'état du réacteur n°1 réalisés durant l'arrêt pour simple rechargement de 2009.

Il ressort de cet examen que la commission sûreté en arrêt de tranche (COMSAT) pour le passage à l'état arrêt pour rechargement niveau 2 (APR 2) du 22/10/2009 a dû se réunir une deuxième fois le 24/10/2009 en raison du dépassement du délai de 48 heures entre le début de changement d'état et la tenue de la réunion de COMSAT. Or, la gamme support de la première COMSAT, en date du 22/10/2009, n'a pas été conservée alors que la gamme COMSAT du 24/10/2009 renvoie à celle du 22/10/2009 pour justifier l'achèvement d'activités conditionnant le changement d'état.

Les inspecteurs ont également relevé que la gamme COMSAT de divergence ne faisant pas apparaître l'avis du président de la COMSAT ni celui de l'ingénieur de sûreté sur l'aptitude du réacteur à changer d'état.

**Demande A7 : Je vous demande de mener une revue des activités concernées par la qualité au titre de l'arrêté du 10 août 1984 qui ne feraient pas l'objet d'un archivage. Le cas échéant, vous prendrez les actions nécessaires à la mise en conformité de vos pratiques.**



## **B. Compléments d'information**

Les inspecteurs ont relevé que le respect des spécifications chimiques et radiochimiques des règles générales d'exploitation n'était pas retenu comme critère de priorisation de type 1 des DI (intervention à réaliser sans délai) alors que certains paramètres chimiques et radiochimiques constituent des paramètres des spécifications techniques d'exploitation.

**Demande B1 : Je vous demande de me préciser les raisons qui motivent cette absence de référence aux spécifications chimiques et radiochimiques pour la priorisation de type 1 des DI.**

Les inspecteurs ont examiné l'analyse réalisée par le service "travaux" afin de statuer sur la disponibilité de la pompe de test repérée 1 RCV 191 PO dont la caisse à huile présente des teneurs en eau anormales depuis juillet 2007.

Cet écart, détecté en août 2009 a fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif pour la sûreté de niveau 1 sur l'échelle INES. L'hypothèse privilégiée de présence d'eau dans le circuit d'huile de la pompe réside en l'introduction ponctuelle d'eau par un récipient ayant un taux d'humidité important lors du remplissage en huile neuve en visite décennale de 2007.

La charge d'huile a été remplacée, et des analyses réalisées le 25 février 2010 font apparaître que cette eau n'a pas été complètement éliminée lors des vidanges puisque la teneur en eau en point bas de la caisse à huile s'élève à 1750 ppm. Cette teneur en eau est inférieure à 100 ppm dès la cote +25 cm au-dessus du point bas où est réalisé le prélèvement. L'exploitant, sur la base d'un calcul, considère que la teneur moyenne en eau de la charge d'huile est estimée à 436 ppm, ce qui est conforme au critère maximal de 500 ppm fixé par une norme interne à EDF.

Sur cette base, l'exploitant considère que de l'eau demeure présente après décantation sous la caisse à huile au niveau des flexibles et propose d'engager les mesures suivantes :

- une surveillance renforcée au moyen d'un essai périodique conduite (EPC) de périodicité 2 mois comportant un prélèvement d'huile immédiatement après les EP, pompe à l'arrêt sans décantation, la charge d'huile ayant été brassée lors des EP;
- le remplacement de la charge d'huile complète par vidange en point bas du circuit lors du prochain arrêt de réacteur. La vidange totale implique le démontage de trois flexibles rendant la maintenance intrusive.

**Demande B2 : Je vous demande, sans délai, de soumettre votre analyse, objet de la fiche de position référencée FPMP-09-010 ind.1 du 26/2/2010, à vos services centraux qui devront notamment se positionner sur la validité de votre estimation de la teneur moyenne en eau de la charge d'huile, sur l'acceptabilité du critère limite de 500 ppm et sur les conditions de prélèvements envisagées.**

**Demande B3 : Je vous demande de m'adresser l'avis de vos services centraux au plus tard à l'échéance de réalisation du prochain EPC, ainsi que les résultats des analyses du prélèvement réalisé après cet EPC.**

Les inspecteurs ont examiné le respect des dispositions de la directive interne (DI) n°117 ind.2 relative à la gestion du transitoire sensible d'exploitation de passage à la plage de travail basse du circuit de refroidissement à l'arrêt (PTB du RRA) durant l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1 en 2009.

Ils ont relevé que les réserves de l'ingénieur de sûreté (IS), mentionnées dans sa gamme spécifique (gamme « Espace »), n'étaient pas reportées dans la gamme support de la COMSAT préalable au passage à la PTB du RRA.

Par ailleurs, la gamme « Espace » de l'IS ne faisait pas état des points bloquants qui figuraient dans la gamme COMSAT.

**Demande B4 : Je vous demande de me préciser les raisons de ces absences de report d'informations d'une gamme à l'autre.**

### **C. Observations**

Les inspecteurs ont consulté le rapport d'audit réalisé en 2009 par le service sûreté/qualité au titre de la directive interne (DI) n°122 relative au noyau dur des actions de vérifications des activités, et qui portait sur le respect de l'organisation pour les changements d'état des deux réacteurs en 2009.

Le compte-rendu de l'audit présenté traduit une analyse exhaustive et approfondie des pratiques. Il a été indiqué aux inspecteurs que le groupe d'amélioration du processus COMSAT (GAP COMSAT) intégrera les recommandations qui ont été formulées par les auditeurs du service sûreté/qualité.

Ces recommandations feront également l'objet de fiches de suivi d'actions qui seront présentées au comité local de sûreté nucléaire (CLSN) regroupant les directeurs, chefs de mission et chefs de service du CNPE de Saint-Alban/Saint-Maurice.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excédera pas deux mois, sauf mention contraire.

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 Président de l'Autorité de sûreté nucléaire  
et par délégation,  
l'adjoint au chef de division**

**signe : Richard ESCOFFIER**

