

DIVISION DE LYON

Lyon, le 25 juin 2014

N/Réf. : CODEP-LYO-2014-029751

Monsieur le Directeur du centre nucléaire de production d'électricité de Saint-Alban Saint-Maurice

Electricité de France

CNPE de Saint-Alban Saint-Maurice

BP 31

38 550 SAINT-MAURICE-L'EXIL

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
Centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice (INB n°119 et 120)
Inspection INSSN-LYO-2014-0325 du 23 mai 2014
Thème : « Management de la sûreté et organisation »

Référence à rappeler en réponse à ce courrier : INSSN-LYO-2014-0325

Référence : Code de l'environnement, notamment l'article L596-1 et suivants

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu au code de l'environnement, à l'article L596-1 et suivants, une inspection courante a eu lieu le 23 mai 2014 sur la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice, sur le thème « management de la sûreté et organisation ».

J'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

L'inspection de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice du 23 mai 2014 concernait le thème « management de la sûreté et organisation ». Cette inspection s'inscrit dans le cadre du contrôle, par l'ASN, du redressement de la centrale nucléaire Saint-Alban Saint-Maurice. De 2009 à 2011, l'ASN a en effet considéré que les performances globales du site de Saint-Alban Saint-Maurice étaient en retrait par rapport à l'appréciation générale assez satisfaisante des performances que l'ASN portait sur EDF. Durant cette période, l'ASN a décidé de placer la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice sous surveillance renforcée. Le 8 mars 2013, le directeur général de l'ASN s'est rendu sur la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice afin de constater les progrès accomplis par EDF. À l'issue de sa visite, le directeur général de l'ASN a considéré que même s'ils restent fragiles, les résultats en matière de sûreté nucléaire de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice sont globalement en amélioration et que les actions de fond lancées par EDF commencent à porter leurs fruits. Après trois années en retrait, l'ASN a par conséquent considéré que les performances de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice en matière de sûreté nucléaire ont rejoint en 2012 l'appréciation générale globalement assez satisfaisante des performances que l'ASN porte sur EDF.

L'ASN a mené une première inspection le 3 octobre 2013 à l'occasion de la visite partielle du réacteur n°2 afin de vérifier que les actions structurantes de redressement de la centrale nucléaire avaient été maintenues opérationnelles malgré le déroulement de l'arrêt pour maintenance programmée et rechargement en combustible du réacteur qui avait sollicité assez notablement les ressources du site. L'ASN a ensuite mené une inspection le 10 janvier 2014 afin de contrôler le fonctionnement de la filière indépendante de sûreté qui apporte la garantie que le réacteur est, au quotidien, exploité en respect des règles de sûreté applicables et qu'à défaut les actions correctives adéquates sont mises en place afin d'éviter la reconduction des écarts relevés. A l'instar de l'inspection du 3 octobre 2013, l'inspection du 23 mai 2014 visait à contrôler le caractère robuste du redressement de la centrale nucléaire dans le contexte du déroulement de la visite partielle du réacteur n°1.

Il ressort de cette inspection que le déroulement de l'arrêt du réacteur n°1 de l'installation n'a globalement pas grevé le bon fonctionnement des activités moyen et long terme de la centrale nucléaire. Les inspecteurs ont toutefois relevé qu'EDF avait pris un peu de retard dans le rattrapage de certains retards pris à la fin des années 2000 par rapport au plan de charge qu'elle s'était fixée avant le début de l'arrêt du réacteur n°1. La centrale nucléaire de Saint-Alban/Saint-Maurice devra par conséquent veiller à conserver la dynamique d'amélioration enclenchée depuis 2012 et à respecter scrupuleusement les jalons de son plan de redressement. EDF devra également apporter à l'ASN des éléments de justification quant à l'utilisation de ressources humaines au profit des opérations de maintenance réalisées dans le cadre de la visite partielle du réacteur n°1 alors que ces ressources sont normalement dédiées au déploiement d'une nouvelle méthode de maintenance.



A. Demandes d'actions correctives

La structure « Tranche en marche » (TEM) de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice qui gère l'essentiel des interventions et des travaux en dehors des périodes d'arrêt de réacteur était sortie structurellement très affaiblie de la période 2007 – 2008 pendant laquelle le site avait dû faire face aux deux visites décennales des réacteurs.

Les inspecteurs ont donc porté une attention toute particulière à ce que les ressources de ce service soient préservées de la gestion temps réel de l'arrêt du réacteur n°1 actuellement en cours.

Lors de l'inspection du 3 octobre 2013, il avait été relevé que deux services, le service automatisme électricité (SAE) et le service maintenance travaux (SMT), présentaient un retard important dans le traitement des demandes d'intervention préventives (PRV) qui sont à réaliser dans le cadre de la structure TEM : c'étaient ainsi 1552 interventions qui étaient en retard de réalisation par ces deux services.

Au cours de l'inspection du 23 mai 2014, les inspecteurs se sont attachés à faire un suivi de cet indicateur. Il ressort de cet examen que :

- le service SAE a fortement réduit le nombre d'intervention dont il a la charge dans le cadre de la structure TEM ;
- le service SMT a réduit le nombre d'intervention dont il a la charge dans le cadre de la structure TEM.

Au total, tout service confondu, le nombre d'intervention en retard de réalisation s'établit désormais à 1274 interventions.

Les inspecteurs ont toutefois relevé que le nombre de d'interventions portant sur des éléments importants pour la protection au titre de l'arrêté du 7 février 2012, appelé éléments importants pour la sûreté dans l'actuelle base de gestion informatique, s'établit à 698 interventions alors que ce nombre était de 591 au mois de janvier 2014, c'est-à-dire avant le début de la visite partielle du réacteur n°1.

A la suite de l'inspection du 3 octobre 2013, l'ASN vous avait demandé en lettre de suite référencée CODEP-LYO-2013-056868 du 17 octobre de réaliser une analyse des actions d'intervention qui étaient en retard de réalisation dans le cadre du projet TEM afin d'en déterminer le niveau d'enjeu de sûreté

Vous avez communiqué cette analyse à l'ASN dans la réponse référencée D5380BQXINNNDN13249 du 30 décembre 2013. Cette analyse conclut au fait que 13 actions étaient réellement en retard de réalisation par le service SAE. Les inspecteurs ont vérifié au cours de leur inspection du 23 mai 2014 si ces 13 actions avaient été réalisées. Il ressort de ce contrôle que deux actions n'ont pas été soldées

- le remplacement des batteries des sirènes d'alerte du plan particulier d'intervention : cette intervention n'a pas été réalisée faute de pièce de rechange ;
- la visite de la ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaire du réacteur n°1 dans le cadre de la directive interne « grand froid » à réaliser avant le 9 septembre 2012.

Demande A1 : je vous demande de réaliser impérativement d'ici le 31 août 2014 ces deux interventions.

Les inspecteurs ont relevé par ailleurs au cours de leur inspection du 23 mai 2014 que d'autres interventions relevant de la responsabilité du service SAE et à réaliser dans le cadre de la structure TEM étaient en retard de réalisation. Il s'agit des actions portant sur des contrôles de détecteurs de fuite de fluide frigorigènes sur des groupes froids. Ces actions n'ont pas été réalisées faute de disposer d'un gaz étalon.

L'ASN vous rappelle que cette action est requise dans le cadre de l'application en France du règlement européen n° 842/2006/CE du 17/05/06 relatif à certains gaz à effet de serre fluorés.

Demande A2 : je vous demande de réaliser sans délai les contrôles de détecteurs de fuite de fluides frigorigènes des groupes froids de votre établissement relevant des dispositions du règlement européen susmentionné qui sont actuellement en retard de réalisation.

Je vous demande de veiller à ce que votre organisation garantisse la réalisation des interventions dans les délais prévus par les différents référentiels applicables aux éléments importants pour la protection.

Demande A3 : Je vous demande d'établir au 31 décembre 2014, un bilan des actions d'intervention qui sont en retard d'intervention au titre du module PRV du logiciel SYGMA pour la structure TEM pour les éléments importants pour la protection. Vous me transmettez ce bilan, les causes des retards éventuels et les délais de résorption des écarts.



Les inspecteurs ont examiné l'état d'intégration des documents prescriptifs au titre de la directive interne d'EDF n°1 (DI 001) constituant le référentiel d'exploitation. Votre organisation prévoit que les dispositions de ces documents soient déclinées dans votre système qualité et l'analyse ainsi que le suivi de cette intégration documentaire soient tracés *via* des fiches d'analyses du prescriptif (FAP) et les comptes-rendus d'actions associés.

Les inspecteurs ont constaté qu'un suivi mensuel de ce taux d'intégration est réalisé. Au jour de l'inspection, trois documents présentaient un retard d'intégration de plus de 2 ans et 19 documents présentaient un retard d'intégration de plus de 6 mois.

Les retards d'intégration supérieurs à 2 ans portent sur les documents prescriptifs suivants :

- la doctrine de maintenance « réseaux gravitaires enterrés »
- le recueil national de maintenance (RNM): définition des seuils d'analyse des machines tournantes
- la maintenance du génie civil de locaux d'exploitation (BW).

Les inspecteurs ont par ailleurs bien noté que vous vous étiez engagé vis-vis de vos services centraux à supprimer le retard d'intégration du prescriptif pour juin 2015.

L'ASN ne partage pas le délai de résorption que vous avez retenu avec les services centraux d'EDF. L'ASN considère en effet que le pilotage de l'intégration du prescriptif doit désormais s'effectuer sans retard.

Demande A4 : L'ASN vous demande de résorber impérativement d'ici le 31 mars 2015, c'est-à-dire avant le début du prochain arrêt pour maintenance programmée et rechargement en combustible d'un réacteur de votre établissement, l'ensemble des 21 documents en retard d'intégration. Vous me rendrez compte de votre action dans ce domaine.

Demande A5 : dans l'attente de la réalisation des actions demandées au titre de la demande A4 ci-dessus, je vous demande de réaliser une analyse d'impact pour la sûreté du retard d'intégration de ces 21 documents et, le cas échéant, de procéder à leur intégration immédiate.



Les inspecteurs ont contrôlé le pilotage et l'évolution du nombre de demandes d'intervention pour des anomalies de matériel.

Lors de l'inspection du 3 octobre 2013, ces demandes d'intervention approchaient le nombre de 1500 pour un objectif visé à 1050 en fin d'année. Les inspecteurs avaient alors bien noté la confiance du site à respecter *in fine* cet objectif.

Lors de l'inspection du 23 mai 2014, les inspecteurs ont constaté que le nombre de 1050 demandes d'intervention n'avait finalement pas été atteint puisque le nombre de demandes d'intervention pour des anomalies de matériel s'élevait à 1200.

Le nombre de demandes d'intervention pour des anomalies de matériel fluctue au cours de l'année en raison des différentes avaries pouvant apparaître sur vos installations et du calage des arrêts pour maintenance programmée des réacteurs puisque certaines demandes d'intervention ne peuvent être traitées que lorsque les installations sont mises à l'arrêt. Le jour de l'inspection, le nombre de demandes d'intervention pour des anomalies de matériel s'établit actuellement à un total de 1300.

Les inspecteurs ont bien noté que la visite partielle qui vient de se terminer sur le réacteur n°1 a permis une importante diminution de nombre de demandes d'intervention. Cependant, les inspecteurs ont appelé l'attention du site sur l'augmentation du nombre de demandes d'intervention pour le service machine tournante (MT) depuis le début de l'arrêt du réacteur n°1. Selon les informations que vous avez communiquées à l'ASN, le nombre de demandes d'intervention pour des anomalies de matériel est désormais de 1159.

A l'instar des échanges intervenus lors de l'inspection du 3 octobre 2014, vous avez affiché votre confiance dans le fait que selon vos projections, l'objectif de 1050 demandes d'interventions pour des anomalies de matériel non traitées sera atteint à la fin de l'année 2014.

Demande A4 : Je vous demande de veiller à ce que le pilotage du plan d'action en place sur cette question depuis l'année 2011 vous permette de respecter l'objectif de 1050 demandes d'intervention pour des anomalies de matériels non traitées qui vous a été fixé par les moyens centraux de la division production nucléaire d'EDF. Vous me rendrez compte en décembre 2014 de l'évolution du nombre de demandes d'intervention pour des anomalies de matériel.



Lors de l'inspection d'octobre 2013, les inspecteurs avaient relevé que dans la liste des pilotes d'aléas, le service « Performance, projet et patrimoine » (3P) est particulièrement mis en contribution et, qu'au sein de ce service, les ingénieurs en charge de l'application de la nouvelle doctrine de maintenance dite « AP913 » constituent le principal vivier des pilotes d'aléas. L'établissement, par les équipes en charge de la démarche AP 913, des bilans de composants et bilans de systèmes, avait par conséquent pris du retard par rapport aux objectifs que le site s'était fixé. En réponse à la lettre de suite de l'inspection du 3 octobre 2013, vous aviez indiqué que les retards, par rapport aux objectifs annuels 2013, dans l'établissement des bilans de systèmes et des bilans de composants devaient être résorbés tout ou en partie lors de l'année 2014. Les actions structurantes moyen/ long terme issues de l'analyse des bilans composants devaient être différées au maximum de 1 an.

Les inspecteurs ont constaté lors de l'inspection du 23 mai 2014 un retard dans l'établissement des bilans de systèmes, avec 61 bilans réalisés à fin avril 2014 pour un objectif de 67. L'objectif final fixé pour l'année 2014 est de 79 bilans de systèmes.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le contrat annuel de performance (CAP) de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice ne retenait pas d'objectif de bilan de composants pour l'année 2014. Au-delà de cet engagement pris avec la direction de la division production nucléaire d'EDF, la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice a indiqué aux inspecteurs qu'elle essaiera malgré tout de réaliser 21 bilans de composants. Vos représentants ont indiqué que cette décision a été prise par la direction de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice afin de prioriser la charge du service 3P pour qu'il puisse apporter un appui sur la réalisation de la visite partielle du réacteur n°1.

Sur cette question, l'ASN note tout d'abord que les perspectives annoncées par votre établissement dans le courrier D5380BQSXINNNDN13249 du 30 décembre 2013 risquent de ne pas être respectées.

L'ASN note ensuite que la méthodologie de maintenance AP-913 repose sur un processus traitant à la fois les enjeux de sûreté et de disponibilité. Ce processus s'appuie principalement sur notamment sur une classification des matériels au regard de leur enjeu pour la sûreté ou la disponibilité de l'installation.

Même si les inspecteurs ont bien noté que la décision de la centrale nucléaire de Saint-Alban / Saint-Maurice de ne pas s'engager sur un objectif chiffré pour ce qui concerne la réalisation de bilan de composants pour l'année 2014 a été prise en accord avec la direction de la division production nucléaire d'EDF, ce point interroge l'ASN sur le déploiement de la méthodologie AP 913 et sur la philosophie de maintenance retenue au sein de la division production nucléaire d'EDF. EDF a en effet indiqué à l'ASN lorsqu'elle a choisi de retenir la méthodologie AP 913 que celle-ci conduirait à un accroissement significatif de la maintenance ainsi qu'à un recours plus important à la surveillance en fonctionnement des équipements.

L'ASN note en particulier que la note d'organisation de la division production nucléaire d'EDF référencée D4550.31-11/0342 du 5 juin 2012 prévoit dans son paragraphe 3.1 la mise en place d'emplois dédiés aux missions requises par l'AP 913 pour ce qui concerne les principes structurants des organisations AP 913 sur les centres nucléaires de production d'électricité :

« Les organisations AP 913 s'appuient sur la création de deux filières dédiées à la fiabilité des installations des CNPE : les filières systèmes et composants. **Les emplois de ces filières sont des emplois dédiés.** Ils s'inscrivent dans le noyau de cohérence de la maintenance en exploitation ».

Depuis 2012, l'unité d'ingénierie d'exploitation (UNIE) d'EDF a semble-t-il accordé quelque souplesse au principe mentionné ci-dessus moyennant la mise en place d'un suivi des sollicitations de la filière composants sur le temps réel. Cette disposition doit permettre d'éviter que les ressources humaines consacrées à l'AP-913 dans les métiers, qui par nature doivent exercer des tâches dont le bénéfice ne pourra être mesuré qu'à moyen et long terme, ne soient trop consacrées à la mise en oeuvre de missions à court terme, notamment la préparation et le suivi des arrêts de réacteur.

A l'occasion d'inspections menées sur les centrales nucléaires de Nogent-sur-Seine le 19 septembre 2013, Chooz le 11 juin 2013 et de Golfech le 6 décembre 2013, les inspecteurs de l'ASN ont déjà relevé que des ressources humaines affectées au déploiement de la démarche AP 913 pouvait être utilisée pour des missions à court terme, notamment la préparation et le suivi des arrêts de réacteur (cf. lettres de suite de ces inspections respectivement référencées CODEP-CHA-2013-055812 du 30 octobre 2013, CODEP-CHA-2013-035224 du 26 juin 2013 et CODEP-BDX-2014-000106 du 13 janvier 2014 disponibles sur le site internet de l'ASN : www.asn.fr).

Demande A5 : Je vous demande de veiller à respecter impérativement l'objectif de production des 79 bilans de systèmes que vous vous étiez fixé pour l'année 2014. Vous me ferez part de votre plan d'actions à cet égard, des jalons temporels que vous avez retenus pour le pilotage de cette action. Vous me rendrez compte de votre action dans ce domaine à la fin de l'année 2014.

Demande A6 : Je vous demande de mettre en œuvre un suivi des tâches de temps réel effectuées par le personnel normalement dédié à la mise en place de l'AP913. A partir de la mise en place de ce suivi, je vous demande de m'indiquer, en liaison avec la division production nucléaire d'EDF, si le grément des équipes en charge du déploiement de la démarche AP913 sur la centrale nucléaire de Saint-Alban/ Saint-Maurice correspond aux engagements qu'EDF avait pris vis-à-vis de l'ASN lors de l'examen de cette nouvelle démarche de maintenance par le groupe permanent d'experts de l'ASN à la fin des années 2000.



La règle n°1 de la disposition transitoire d'EDF n°196 à l'indice 3, les métiers réalisent un retour d'expérience de leurs activités et proposent un plan d'actions associé. Le projet d'arrêt de tranche établit alors un retour d'expérience organisationnel avec un plan d'action associé.

Les inspecteurs ont souhaité examiner la manière dont le retour d'expérience de 4 faits marquants survenus lors de la visite partielle du réacteur n°2 de 2013 a été pris en compte dans la préparation de l'arrêt du réacteur n°1 en 2014. Il s'agit des aléas ou événements suivants :

- la dispersion de billes de plomb provenant d'une protection biologique qui se sont répandues dans la piscine du bâtiment réacteur ;
- le déroulement des interventions de lancement des générateurs de vapeur où plusieurs aléas ont compliqué l'intervention en raison notamment de la mise en œuvre de nouveaux outils ;
- les désordres observés sur certaines cartes des guides de grappe remplacés lors de l'arrêt ;
- la visite des soupapes des générateurs de vapeur, dont 3 ont été visitées par erreur par le prestataire.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'intervention sur les soupapes des générateurs de vapeur avait été intégrée à la liste des interventions sensibles au titre de la démarche « non qualité de maintenance d'exploitation » (NQME).

En revanche, aucun retour d'expérience concernant les autres faits marquants indiqués *supra* n'a pu être présenté aux inspecteurs.

Demande A7 : Je vous demande de me transmettre les éléments de retour d'expérience relatifs aux événements marquants survenus au cours de l'arrêt de réacteur n°2 de 2013 pris en compte pour l'arrêt de réacteur n°1 de 2014 au titre de la disposition transitoire d'EDF n°196 à l'indice 3.



B. Compléments d'information

Au sein du service automatisme-électricité (SAE), un chargé de surveillance a pour mission d'accomplir des actes de surveillance sur des activités se déroulant sur le réacteur n°2 pendant le déroulement de l'arrêt du réacteur n°1. Vos représentants n'ont pas pu présenter aux inspecteurs les fiches d'actes de surveillance concernant les entreprises INEO et Présiozo pour les mois d'avril à mai 2014.

Demande B1 : Je vous demande de me transmettre les fiches de surveillance relatives aux entreprises citées *supra*.



C. Observations

Néant



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et 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. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

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

Le chef de la division de Lyon de l'ASN,

SIGNE : Matthieu Mangion

