

DIVISION DE LILLE

Lille, le 13 février 2017

CODEP-LIL-2017-006228Monsieur le Directeur du Centre
Nucléaire de Production d'Electricité
B.P. 149
59820 GRAVELINES

Objet : **Contrôle des installations nucléaires de base**
CNPE de Gravelines – INB n° 96, 97 et 122
Inspection **INSSN-LIL-2017-0243** effectuée le **1^{er} février 2017**
Thème : "Systèmes de sauvegarde"

Réf. : Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, une inspection a eu lieu le 1^{er} février 2017 dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines sur le thème des systèmes de sauvegarde.

Je vous communique 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 du 1^{er} février 2017 avait pour objet principal l'examen des dispositions organisationnelles et techniques mises en œuvre sur le site de Gravelines afin d'assurer l'exploitation et la maintenance des systèmes de sauvegarde (notamment les systèmes d'injection de sécurité, d'aspersion de l'enceinte de confinement et d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur). Les inspecteurs se sont attachés à l'examen de la gestion de certains événements survenus lors de l'exploitation et de la maintenance de ces systèmes, aux modalités de déclinaison et d'application des programmes de maintenance préventive ainsi qu'à la réalisation d'essais périodiques. Une visite des installations a été effectuée dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs n° 5 et 6, ainsi que dans le bâtiment combustible (BK) du réacteur n° 6.

Au vu de cet examen par sondage, les inspecteurs considèrent que les conditions d'exploitation et de maintenance des systèmes susmentionnés sont globalement satisfaisantes. Néanmoins, cette inspection a mis en lumière le caractère perfectible du renseignement des fiches de la base de donnée SAPHIR, outil pourtant essentiel de la prise en compte du retour d'expérience. Par ailleurs, les modalités de gestion de certains événements fortuits ont également été questionnées, ainsi que la prise en compte de la pérennité de la qualification des matériels aux conditions accidentelles ou des exigences relatives à la requalification des matériels après intervention.

.../...

A - Demandes d'actions correctives

Qualité des fiches SAPHIR

La directive interne (DI) 100 traite des critères et modalités de déclaration et d'information à l'ASN des événements survenant dans les installations nucléaires. Concernant les "événements intéressant la sûreté" (EIS), le paragraphe 11 de la DI 100 indique que "tous les événements intéressant sont inscrits au fichier SAPHIR, accessible à l'ASN. Les renseignements suivants, essentiels pour le traitement ultérieur de ces événements devront figurer dans la base : [...] 3/ la nature de l'événement, 4/ les causes de l'événement, 5/ les conséquences sur l'état du système ou de la tranche, 6/ les actions correctives effectuées [...]".

Au cours de l'inspection du 1^{er} février 2017 et lors de sa préparation, les inspecteurs ont consulté certaines fiches SAPHIR relatives à des événements intéressant la sûreté (notamment les fiches n° 1256262102, 12597302, 12475602 et 12474202 relatives à des événements concernant 4 ASG¹ 016 VD, 1 RIS² 035 VP et 4 RIS 004 BA). Les inspecteurs ont constaté que les informations contenues dans ces fiches sont la plupart du temps parcellaires et que certains champs, notamment relatifs aux impacts réels ou potentiels sur la sûreté nucléaire et à l'analyse des métiers de maintenance, ne sont pas toujours renseignés de façon suffisante. De façon générale, les informations contenues dans ces fiches ne permettent pas de répondre à l'objectif d'analyse du retour d'expérience qui doit être réalisé grâce à la base de données SAPHIR.

Demande A1

Je vous demande de mettre en œuvre des actions visant à assurer un renseignement suffisant des fiches SAPHIR, notamment lorsque celle-ci traitent d'événements intéressant la sûreté nucléaire.

Contrôle technique des activités importantes pour la protection

L'article 2.5.3 de l'arrêté du 7 février 2012³ dispose que "chaque activité importante pour la protection (AIP)⁴ fait l'objet d'un contrôle technique, assurant que :

- l'activité est exercée conformément aux exigences définies pour cette activité et, le cas échéant, pour les éléments importants pour la protection concernés ;
- les actions correctives et préventives appropriées ont été définies et mises en œuvre.

Les personnes réalisant le contrôle technique d'une activité importante pour la protection sont différentes des personnes l'ayant accomplie."

Le plan de base de maintenance préventive du système EAS⁵ (PB9000-EAS-01), remplacé en 2014 par le référentiel de maintenance AP 913, prévoit un contrôle du couple de serrage des fixations au sol et sur les voiles des moteurs des pompes du système EAS ainsi que des boutons (tous les 20 cycles). Les inspecteurs ont constaté que le dossier de suivi de l'intervention de la dernière visite de type C de la pompe 5 EAS 001 PO, lors de laquelle est réalisé ce contrôle, ne précise pas la nature des opérations à réaliser au titre du contrôle technique. En effet, cette phase de contrôle technique ne renvoie vers aucune gamme particulière ni aucun procès-verbal attestant de la nature des opérations réalisées. Les inspecteurs considèrent par conséquent que les informations disponibles ne permettent pas de démontrer le respect de l'article 2.5.3 susmentionné.

Demande A2

Je vous demande d'engager, de façon générale, des actions visant à une meilleure application de l'article 2.5.3 de l'arrêté du 7 février 2012, notamment par l'identification précise des actions devant être réalisées au titre du contrôle technique.

¹ Système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG)

² Système d'injection de sécurité (RIS)

³ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base

⁴ Au sens de l'arrêté susmentionné, une AIP est une activité importante pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement. Cette activité contribue à la prévention des risques et des inconvénients pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

⁵ Système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement (EAS)

Problématique des fuites aux presse-étoupes des pompes ASG

Sur l'ensemble des réacteurs du palier 900 MW les fuites au presse-étoupe des pompes du système ASG entraînent une baisse continue du niveau des bâches ASG 001 BA. Lorsque le niveau de ces bâches atteint le seuil de 680 m³, l'alarme ASG 059 AA apparaît en salle de commande et entraîne la pose de l'événement ASG 6 de groupe 1. Du fait de la conception du système ASG, la réalisation d'un appoint à la bêche ASG n'est pas possible avant l'atteinte du niveau bas et l'apparition de l'alarme ASG 059 AA. Ainsi, plusieurs dizaines d'appoints sont réalisés chaque année sur les bâches ASG du CNPE de Gravelines.

Concernant la gestion de l'événement ASG 6 dans ce cas précis, le document "justifications des spécifications techniques d'exploitation" (D5130 NO RGE 3033 ind. 11) indique que *"cet événement est applicable dès l'apparition de l'alarme sur le niveau de la bêche. Par contre, il n'alimentera pas le REX⁶ (SAPHIR) si l'appoint à la bêche est disponible et si l'alarme est acquittée dans un délai normal"*. Afin de préciser la notion de délai "normal", la note D4550.34-10/4927 du 25 octobre 2010 relative à la gestion de l'alarme ASG 059 AA indique que *"l'événement ASG 6 sera tracé dans le fichier des événements SAPHIR si sa durée dépasse 45 minutes"*.

Le 31 août 2016, à la suite de l'apparition de l'alarme ASG 059 AA en salle de commande du réacteur n° 2, l'événement ASG 6 est posé et un appoint est initié. Cet appoint n'a pu être réalisé par le système CEX⁷ du réacteur n° 2 (procédure habituelle), celui-ci faisant l'objet d'une "pollution au tritium". Il a de ce fait été réalisé par le système SER⁸, via le dégazeur du système ASG, et a duré 1 heure et 11 minutes. La fiche SAPHIR relative à cet événement (n° 12567402) ayant été renseignée de façon extrêmement sommaire (cf. demande A1), il n'a pas été possible aux inspecteurs d'analyser en profondeur cet événement.

Demande A3

Je vous demande de compléter le contenu de la fiche SAPHIR n° 12567402 afin que celle-ci permette notamment de comprendre les causes de l'évènement (en précisant les critères permettant de statuer sur la pollution au tritium du circuit CEX du réacteur n° 2), les conséquences potentielles précises sur la sûreté nucléaire, ainsi que les mesures prises afin d'éviter le renouvellement de cette situation.

Gestion d'une modification temporaire de l'installation

La directive interne (DI) 74 définit la doctrine nationale relative à l'organisation à mettre en place sur les sites nucléaires pour gérer les dispositifs et moyens particulier (DMP) ainsi que les modifications temporaires de l'installation (MTI). Le paragraphe 4.2 de la DI 74 indique notamment que *« dans le domaine des MTI, il est exigé de réaliser une analyse de besoin et de risques avant la mise en œuvre d'une MTI »*.

Les inspecteurs ont consulté les documents établis dans le cadre de la mise en œuvre d'une MTI sur le capteur de pression 8 RIS 074 SP. Cette MTI, mise en œuvre depuis de nombreuses années, a pour but d'éviter les séquences de démarrage répétées de la pompe 8 RIS 011 PO. Les inspecteurs ont constaté que l'analyse de risques relative à cette MTI couvre uniquement les risques relatifs aux phases de pose et de dépose de celle-ci. Les risques relatifs à l'utilisation de cette modification temporaire ne sont pas formalisés (risques pour la sûreté, conséquences potentielles d'une défaillance de la MTI, etc.).

Demande A4

Je vous demande de réaliser l'analyse de risque lié à la présence d'une MTI sur le capteur 8 RIS 074 SP, au-delà des phases de pose ou de dépose, et de la formaliser dans l'analyse de besoin de cette MTI.

⁶ Retour d'expérience (REX)

⁷ Eau en provenance du condenseur (CEX)

⁸ Système de distribution d'eau déminéralisée (SER)

Visite des installations

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont constaté la dégradation d'une rétention souple installée dans le local 5 K212. Celle-ci a été installée afin d'y entreposer des containers contenant de la soude.

Demande A5

Je vous demande de remettre en conformité la rétention souple présente dans le local 5 K212. De façon générale, je vous demande de prendre des dispositions afin que les intervenants soient sensibilisés à ce type d'écart afin que de telles dégradations ne se produisent pas, ou qu'elles soient corrigées rapidement le cas échéant.

B - Demandes d'informations complémentaires

Gestion d'un événement fortuit sur le robinet 1 RIS 035 VP

Le 13 novembre 2016, le réacteur n° 1 était en phase de redémarrage à l'issue de son arrêt programmé pour maintenance et renouvellement partiel en combustible. Le réacteur était dans le domaine d'exploitation "arrêt normal sur générateurs de vapeur (AN/GV)", domaine dans lequel les spécifications techniques d'exploitation précisent que "les deux voies RIS BP et les deux voies RIS HP doivent être disponibles". A 15h34, une information transmise par le KIT⁹ en salle de commande indique que le robinet 1 RIS 035 VP est indisponible. Ce robinet participant à la séquence d'injection de sécurité haute pression en injection directe, son indisponibilité est redevable de la pose de l'événement de groupe 1 RIS 3. Du fait de "problèmes KIT présents en salle de commande", le 13 novembre 2016, et de l'absence d'indication concordante quant au mauvais fonctionnement du robinet sur les pupitres de contrôle, l'équipe de conduite considère que l'information donnée par le KIT est erronée et que le robinet 1 RIS 035 VP est disponible. L'événement RIS 3 n'est donc pas posé. La persistance de l'information du KIT quant à l'indisponibilité de ce robinet conduit le chef d'exploitation (CE) à le considérer effectivement comme indisponible et à poser l'événement RIS 3 le 14 novembre à 7h00. Les investigations alors engagées conduiront à identifier la défaillance de deux relais (1 LLD¹⁰ 001 et 004 XR) comme étant à l'origine de l'indisponibilité du robinet.

Les spécifications techniques d'exploitation indiquent que "d'une manière générale, une fonction de sûreté (matériel, équipement ou système) est déclarée disponible si et seulement si on peut démontrer à tout moment qu'elle est capable d'assurer les objectifs qui lui sont assignés avec les performances requises". En tout état de cause, une telle démonstration n'a pu être apportée entre le 13 novembre à 15h34 et le 14 novembre à 07h00. Les inspecteurs considèrent par conséquent que l'événement RIS 3 aurait dû être posé dès la transmission de l'information sur l'indisponibilité du robinet 1 RIS 035 VP par le KIT.

Demande B1

Je vous demande d'analyser les modalités de gestion de l'indisponibilité du robinet 1 RIS 035 VP à la lumière des éléments indiqués ci-dessus. Cette analyse portera notamment sur le respect des spécifications techniques d'exploitations entre le 13 et le 14 novembre 2016, et précisera la nature des actions réalisées par la filière indépendante de sûreté et les modalités d'échanges avec le chef d'exploitation. Elle vous permettra de vous positionner quant à la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté.

Les éléments d'analyse technique de l'indisponibilité du robinet 1 RIS 035 VP présentés au cours de l'inspection indiquent que les relais LLD 001 et 004 XR sont uniquement remplacés à la suite de leur défaillance et ne font l'objet d'aucun plan de maintenance périodique.

⁹ Système de traitement de l'information

¹⁰ Production et distribution de courant 380 v

Demande B2

Je vous demande de m'indiquer la technologie des relais LLD 001 et 004 XR et de vous positionner quant à la pertinence de la mise en place d'un programme de maintenance préventive sur les relais de ce type, au vu du REX relatif à leur fiabilité et à l'impact de leur défaillance sur les systèmes sur lesquels ils sont installés.

Problématique des fuites aux presse-étoupes des pompes ASG

Il a été indiqué aux inspecteurs que la problématique des fuites aux presse-étoupes des pompes ASG (voir texte préalable à la demande A3), connue depuis de nombreuses années, a fait l'objet de plusieurs initiatives récentes visant à une réduction des débits de fuite aux presse-étoupes des pompes ASG. Il a ainsi été mentionné l'utilisation d'un outil d'aide à la mise en place des tresses dans les presse-étoupes (essai réalisé sur le réacteur n° 2), une action d'accompagnement des intervenants chargés des opérations de maintenance sur ces presse-étoupes et la mise en œuvre, à titre d'essai, d'un nouveau type de tresse sur la pompe 5 ASG 001 PO.

Demande B3

Je vous demande de m'informer de façon détaillée sur la nature de l'outil d'aide à la mise en place des tresses dans les presse-étoupes des pompes ASG (REX des premiers essais, généralisation), ainsi que des actions d'accompagnement des intervenants qui ont été ou seront mises en œuvre.

Concernant la mise en œuvre d'un nouveau type de tresse sur la pompe 5 ASG 001 PO, le référentiel interne d'EDF (décision commune 2015-02 référencée D305915016626) prévoit que la Direction de la production nucléaire (DPN) s'assure de la conformité des installations avec le référentiel de la Division de l'ingénierie du parc, de la déconstruction et de l'environnement (DIPDE) et de la Division ingénierie et projets nouveau nucléaire (DIPNN) notamment en "*soumettant à la DIPNN et/ou la DIPDE toute évolution sur site de matériels ou de composant de matériels qualifiés aux conditions accidentelles pour confirmer l'absence d'impact sur le maintien de la qualification*", et en "*tenant à jour les documents opératoires en conformité avec les prescriptions nécessaires au maintien de la qualification en exploitation*".

Demande B4

Je vous demande de m'indiquer la nature exacte des tresses mises en place dans le presse-étoupe de la pompe 5 ASG 001 PO et de me confirmer la réalisation des actions rappelées ci-dessus relatives à cette évolution d'un composant d'un matériel qualifié aux conditions accidentelles. Vous confirmerez également que ces actions ont été réalisées avant la remise en service de la pompe concernée.

Archivage des gammes de réalisation des essais périodiques

L'article 2.5.6 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base dispose que "*les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée.*"

Dans le cadre de l'analyse d'un dysfonctionnement du robinet 4 ASG 016 VD survenu le 2 août 2016, les inspecteurs ont souhaité consulter la gamme de l'essai périodique (EP) RPR¹¹ 071 lors duquel celui-ci a été détecté. Le document remis aux inspecteurs contenait le compte-rendu des critères contrôlés, ou apparaissent notamment les critères A et B tels que définis par les RGE, ainsi que la caractérisation des résultats de l'EP permettant de statuer sur son caractère satisfaisant ou non. Le reste de la gamme, dans lequel est tracé la totalité des gestes techniques et des relevés réalisés lors de l'EP, n'a pas été présenté. Il a été indiqué aux inspecteurs que cette situation est conforme aux pratiques du CNPE. En effet, pour les EP réalisés "tranche en marche" (TEM), seuls le compte-rendu des critères contrôlés et la caractérisation des résultats sont conservés et archivés, sauf pour le dernier EP réalisé, pour lequel est conservée la totalité de la gamme. Il a été indiqué aux inspecteurs que la pratique est différente concernant les EP réalisés lors des arrêts de réacteur. Les inspecteurs ont noté que cette pratique ne permet pas de justifier, *a posteriori*, que les essais périodiques TEM ont bien été réalisés en respectant l'ensemble des exigences fixées par les règles d'essais (RE).

Demande B5

Je vous demande de me transmettre le référentiel du CNPE précisant les modalités d'archivage des gammes mises en œuvre lors des essais périodiques. Vous vous positionnerez quant à la conformité de ce référentiel et de vos pratiques en regard des exigences de l'article 2.5.6 de l'arrêté du 7 février 2012.

Maintenance des pompes RIS 001 PO

Le plan de base de maintenance préventive du système RIS (PB OMF 900 – RIS – 01 indice 2), remplacé en 2014 par le référentiel de maintenance AP 913, prévoyait un contrôle des galets des "fin de course" des pompes RIS 011 PO en fonction de leurs temps de fonctionnement et sans dépasser 12 ans. Cette prescription est issue d'un retour d'expérience (REX) issu du CNPE du Tricastin en 2008. Ce contrôle n'a pas été repris dans le référentiel de maintenance AP 913 et n'est donc plus réalisé.

Demande B6

Je vous demande de m'indiquer la nature du retour d'expérience (REX) issu du CNPE du Tricastin en 2008 concernant les galets des « fin de course » des pompes RIS 011 PO et de justifier l'abandon des contrôles qui y étaient associés.

Liste des systèmes de sauvegarde

Le rapport de sûreté des réacteurs du palier CPY indique que les systèmes de sauvegarde sont des systèmes de sûreté qui interviennent après un accident pour en limiter les conséquences et ramener le réacteur en état d'arrêt sûr. Au-delà des principaux systèmes de sauvegarde (RIS, EAS, ASG et ETY¹²), d'autres systèmes ou portions de système qui contribuent à accomplir une fonction de sauvegarde, ou qui servent de support aux systèmes de sauvegarde, sont également considérés comme systèmes de sauvegarde.

A la suite de l'inspection du 17 mars 2015 (INSSN-LIL-2015-0210), l'ASN vous a demandé (demande B1) de lui transmettre la liste complète des systèmes ou portions de systèmes constituant les systèmes de sauvegarde. Votre réponse, bien qu'elle ne contienne pas la liste demandée, précise néanmoins que les systèmes ou portions de système servant de support aux systèmes de sauvegarde sont ceux qui remplissent des fonctions de ventilation (maintien des conditions nécessaires au bon fonctionnement des systèmes de sauvegarde par exemple), d'alimentation en fluide de refroidissement, d'évacuation de la chaleur résiduelle et d'alimentation en énergie pour les organes actifs (alimentation électrique et air comprimé).

¹¹ Système de protection du réacteur (RPR)

¹² Système de contrôle de l'atmosphère de l'enceinte de confinement

Demande B7

Je vous demande de compléter votre réponse à la question B1 posée à la suite de l'inspection du 17 mars 2015 en établissant, sur la base des éléments apportés dans cette réponse, une liste exhaustive des systèmes ou portions de systèmes contribuant à accomplir une fonction de sauvegarde ou servant de support aux systèmes de sauvegarde.

Requalification des matériels après intervention

La directive interne 76 contient les prescriptions à respecter afin de maîtriser les requalifications des matériels devant être réalisées notamment à la suite d'opérations de maintenance. La prescription n° 1 indique que "la préparation de la requalification [...] comprend une analyse de suffisance et une analyse de risque".

Le 5 février 2016, une intervention de maintenance curative (appoint en huile) a été réalisée sur le robinet 2 ASG 137 VV. Les inspecteurs ont souhaité examiner l'analyse de suffisance des opérations de requalification mises en œuvre à la suite de cette intervention. Ce document n'a pu être présenté aux inspecteurs ni lors de l'inspection ni lors des jours qui l'ont suivi.

Demande B8

Je vous demande de me transmettre l'analyse de suffisance relative aux opérations de requalification du robinet 2 ASG 137 VV mises en œuvre à la suite de l'intervention réalisée le 5 février 2016.

Visite des installations

Les inspecteurs se sont rendus dans le local NB 322 dans lequel est implanté le réservoir 6 RIS 004 BA. Concernant la gestion du risque d'explosion, ils ont constaté la présence :

- d'équipements d'éclairage (néons) sur lesquels était apposé un marquage ATEX¹³ 2G au niveau + 5,00 m ;
- d'équipements d'éclairage (néons) différents de ceux situés au niveau + 5,00 m, dont le marquage ATEX n'a pu être déterminé, au niveau de la mezzanine du local NB 322 (local NB 422).

Les inspecteurs se sont interrogés sur le classement des locaux NB 322 et NB 422 vis-à-vis de la réglementation ATEX et sur les raisons de la présence d'équipements d'éclairage différents dans un même local et à proximité immédiate. A la suite de l'inspection, il a été indiqué aux inspecteurs que le local NB 422 est un local non classé ATEX car celui-ci ne fait pas partie du volume ATEX du local NB 322.

Demande B9

Je vous demande d'expliquer la méthode utilisée permettant de justifier que le local NB 422 ne fait pas partie du volume ATEX du local NB 322.

Radioprotection

Au cours de différents arrêts de réacteurs en 2016, les inspecteurs ont constaté la mise en place d'affichages mettant en garde les intervenants de la présence d'une source radioactive scellée à l'entrée de chaque zone contrôlée et utilisée afin de tester le fonctionnement des radiamètres. Cet affichage avait été mis en place suite au constat que certains intervenants pouvaient stationner de façon prolongée à proximité immédiate de ces sources. Lors de l'inspection du 1^{er} février 2017, les inspecteurs ont constaté que cet affichage n'était plus présent dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs n° 5 et 6. Il leur a été indiqué, sans pouvoir le justifier, que ces affichages avaient également été retirés des BAN n° 8 et n° 9.

¹³ Atmosphère explosive

Demande B10

Je vous demande de justifier le retrait des affichages susmentionnés.

C - Observations

C1. - Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont constaté plusieurs situations d'écarts potentiels nécessitant d'être caractérisées rapidement, et traitées le cas échéant :

- la présence de traces de bore sèches sur les matériels 6 EAS 001 PO, 6 EAS 010 VB, 6 RIS 007 DI et à proximité du robinet 6 RIS 851 VP (mezzanine du local du réservoir 6 RIS 004 BA) ;
- une sous-implantation de tiges filetées de fixation d'un accumulateur (7 RIS 012 AQ) sur la pompe 7 RIS 011 PO.

Les suites données à ces constatations seront suivies par l'ASN dans le cadre de l'arrêt du réacteur n° 6 qui a débuté le 4 février 2016.

C2. - Les inspecteurs ont constaté des écarts récurrents concernant la gestion des charges calorifiques (entreposages occupant des superficies supérieures à celles allouées) et l'encombrement de zone de dégagement. Des écarts similaires ayant été signalés par le passé, des plans d'actions ont été définis en 2016 et seront mis en œuvre lors de la campagne d'arrêt des réacteurs du site en 2017. Les inspecteurs seront particulièrement attentifs aux résultats des démarches qui seront mises en œuvre afin d'améliorer la situation.

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, des 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 de préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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 également mis en ligne sur le site Internet de l'ASN (www.asn.fr).

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

Le Chef du pôle INB,

Signé par

Jean-Marc DEDOURGE