



DIVISION DE LYON

Lyon, le 22 mars 2017

N/Réf : CODEP-LYO-2017-012121**N/Réf. dossier : INSSN-LYO-2017-0715**

Monsieur le directeur du centre nucléaire
de production d'électricité de Saint-Alban Saint-
Maurice
BP n°31
38550 SAINT-MAURICE-L'EXIL

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Saint-Alban Saint-Maurice
Inspection du 20/01/2017
Thème : Management de la sûreté – Processus décisionnel en matière de gestion des écarts

Réf : [1] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[2] Lettre ASN n° CODEP-DCN-2015-042199 du 23 décembre 2015
[3] Décision de l'ASN n° 2014- DC-0444 du 15 juillet 2014 relative aux arrêts de réacteur
[4] Note EDF D5380/MG00001 indice 12 - manuel de management du CNPE de Saint-Alban Saint-Maurice
[5] Note EDF D5380/PRSUR00072 indice 1 – Procédure de prise de décision opérationnelle
[6] Note EDF D5380/PRSUR00062 indice 0 – Organisation des GTS
[7] Tableaux des DT AM ouvertes en septembre 2016 et décembre 2016
[8] D4008.27.01/Manuel Qualité de la Division du Parc nucléaire EDF édition 2014

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 L. 596-1 du code de l'environnement, une inspection a eu lieu le 20 janvier 2017 au centre nucléaire de production d'électricité de Saint-Alban Saint-Maurice sur le thème du « management de la sûreté ».

J'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les constatations issues du contrôle *in situ* et de l'examen des copies des documents remis aux inspecteurs au cours de l'inspection.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 20 janvier 2017 visait le thème du « management de la sûreté ». Dans ce cadre, les inspecteurs ont contrôlé si les dispositions décrites dans le manuel de management appliqué sur le site de Saint-Alban Saint-Maurice satisfont aux exigences mentionnées à l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [1].

Les contrôles réalisés par sondage ont porté dans un premier temps sur les modalités d'application du processus de décision spécifiées dans le manuel précité lors du traitement des anomalies qui affectent plusieurs disjoncteurs « haute tension » implantés sur le site. Leur fonctionnement étant requis notamment en cas de perte des alimentations électriques externes, ces disjoncteurs sont des éléments importants pour la protection (EIP) des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [1]. Dans un deuxième temps, les inspecteurs ont étendu leurs investigations aux modalités

d'identification et de traitement des écarts affectant les EIP. Ces contrôles se sont fondés sur les exigences spécifiées au chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [1] relatives à la gestion des écarts et ont amené les inspecteurs à confronter l'état réel de plusieurs sources électriques à celui décrit dans les documents attestant de la capacité de ces EIP à remplir leur fonction.

Les inspecteurs retiennent que les dispositions du manuel de management qui ont été contrôlées déclinent, dans l'esprit, les exigences de l'arrêté précité. Sur le fond, le processus décisionnel, en cas de doute sérieux affectant la capacité d'un EIP à remplir sa fonction, est décrit et appliqué. Néanmoins, les inspecteurs constatent que les compétences minimales exigées de chaque acteur amené à exprimer un avis « technique » sur le sujet traité ne sont pas spécifiées. Par ailleurs, les comptes rendus des groupes techniques de sûreté (GTS) font apparaître une représentation significativement minoritaire de la filière indépendante de sûreté (FIS) et une traçabilité insuffisante des analyses de risques, y compris celles issues de vos appuis nationaux, réalisées en amont de ces GTS. Dans ces conditions, les dispositions du 2^e alinéa du I de l'article 2.3.1 de l'arrêté en référence [1] relatives à la politique de protection des intérêts ne peuvent être considérées pleinement satisfaites.

Les contrôles et vérifications « documentaires » et « techniques » réalisés par les inspecteurs révèlent des écarts entre la représentation mentale de l'état technique d'un matériel issue de l'examen des documents de maintenance et de gestion des écarts et l'état réel de ces matériels. Sur le fond, les règles de gestion des pièces de rechange et les contrôles mis en œuvre par le CNPE à réception de ces pièces de rechange ne permettent pas de garantir, après maintenance fortuite ou programmée d'un EIP, que celui-ci est à nouveau conforme aux exigences de qualification prescrites dans la démonstration de sûreté nucléaire.

Enfin, en matière de traitement des écarts, les contrôles réalisés montrent que les bases documentaires utilisées ne permettent pas de connaître « en temps réel » les effets cumulés, en termes de sûreté, des anomalies affectant un même système. Les inspecteurs ont notamment noté plusieurs dégradations significatives susceptibles d'affecter le fonctionnement des groupes électrogènes de secours et de la turbine à combustion d'ultime secours (TAC) alors que les exigences opposables à ces matériels ont été renforcées en raison de la persistance de l'écart de conformité objet du courrier de l'ASN en référence [2].

L'ASN note la nécessité pour EDF de clarifier les exigences de compétence requises pour les acteurs siégeant en GTS et de mettre en place un dispositif d'évaluation de ces compétences. Dans le domaine du traitement des écarts, l'ASN constate que les informations reportées dans les documents utilisés pour identifier les écarts affectant les EIP sont lacunaires et ne reflètent pas l'état technique réel de ces EIP. Les pratiques du CNPE en matière d'identification et de traitement des écarts nécessitent donc des actions correctives significatives.

A. Demandes d'actions correctives

Management de la sûreté – Prise de décision

La note en référence [5] expose qu'il appartient à la direction du site d'arbitrer tout désaccord entre la filière indépendante de sûreté et le chef d'exploitation, notamment lorsque ce désaccord vise l'application ou l'interprétation d'un référentiel de sûreté. Cette note identifie le GTS comme l'instance d'arbitrage *ad hoc*. Les modalités de grément et de fonctionnement des GTS sont décrites dans la note en référence [6]. Les deux notes précitées sont constitutives du système de management intégré d'EDF. Le non-respect des exigences qu'elles fixent est susceptible de constituer un écart au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [1].

Le compte-rendu du GTS n° 401 visant à statuer sur la disponibilité des disjoncteurs 6,6 kV de statut « EIP » fait apparaître le grément d'une équipe de 19 acteurs, dont 4 représentants de la FIS. Les inspecteurs observent que la composition du GTS a été validée par son président, comme le prévoit le paragraphe 4.1 de la note en référence [6]. Le compte-rendu du GTS n° 402 visant à statuer la disponibilité d'un disjoncteur 6,6 kV de statut « EIP » à la suite d'un nouveau dysfonctionnement constaté mentionne la participation de 18 acteurs, dont 2 représentants de la FIS. Parmi les participants, les inspecteurs notent la présence de représentants du service d'inspection reconnu compétent en matière d'équipements sous pression, du service « Accueil / logistique / protection », du service « Equipe commune », du service « Travaux ». Or, la note en référence [4] n'associe pas de compétence particulière à ces services dans les domaines de la sûreté, ni dans le domaine technique concerné à savoir les automatismes et les matériels électriques.

En outre, plusieurs positions rapportées dans les comptes rendus précités révèlent une interprétation erronée de la notion de disponibilité des « EIP » dans la mesure où une réserve est associée à l'expression de la disponibilité des disjoncteurs. Cette notion de disponibilité « conditionnelle » n'est pas compatible avec la définition de la disponibilité des EIP mentionnée dans le chapitre 3 des règles générales d'exploitation des réacteurs. Ces positions révèlent une méconnaissance des référentiels d'exploitation et de leurs modalités d'application.

Vos représentants ont signalé que les acteurs du GTS ont été admis en raison de leur connaissance du sujet traité du fait de leur parcours professionnel antérieur. Ce principe n'apparaît pas compatible avec les dispositions de la note en référence [5] dans la mesure où celle-ci impose que « les acteurs [d'une prise de décision] qui expriment leur avis doivent s'appuyer sur le référentiel et non sur leur expérience ou leur impression ».

Enfin, les inspecteurs notent que les règles de reconnaissance de ces compétences et de leur maintien pour leur autoriser l'accès au GTS ne sont pas décrites. Les dispositions du II de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [1] ne sont donc pas pleinement satisfaites.

Demande A.1 : Je vous demande de spécifier les exigences en matière de compétences nécessaires pour chaque acteur susceptible de siéger en GTS. Vous veillerez à modifier la note en référence [6] en conséquence dans l'objectif de spécifier les modalités de contrôle de ces compétences avant la tenue de la séance.

Au plan organisationnel, la composition des GTS précités fait ressortir un déséquilibre entre la représentation de la FIS et celle de la filière opérationnelle dans l'instance de décision. Ce déséquilibre est susceptible d'induire un biais dans le processus décisionnel, renforcé lors du GTS objet du compte-rendu n° 402 du fait d'une moindre représentation de la FIS. Pour autant, ce biais n'est pas identifié dans la note en référence [5].

Demande A.2 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience des GTS objets des compte-rendu n° 401 et 402, en veillant à y associer le consultant facteurs humains, en application des dispositions de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [1] et du 2^{ème} alinéa du paragraphe 10 de la note en référence [5].

La déclinaison sur site du manuel qualité en référence [8] a été prescrite par vos services centraux au plus tard à fin 2016. Vos représentants ont présenté aux inspecteurs le plan d'action « manuel qualité » et son état d'avancement à fin novembre 2016.

Maintien de la qualification des disjoncteurs 6,6 kV

Le compte-rendu du GTS n° 401 renvoie à la note référencée « D5380 NTSAE00098 » descriptive du bilan de fonctionnement des disjoncteurs. Dans la mesure où ce document identifie des dysfonctionnements récurrents des disjoncteurs depuis plusieurs années, les inspecteurs ont demandé à consulter les versions antérieures des bilans de fiabilité des disjoncteurs 6,6 kV. Vos représentants ont présenté une note non référencée indiquant que les disjoncteurs 6,6 kV ont fait l'objet d'opérations de réparation/échanges standards de type « 8 cycles » entre 2005 et 2008 après l'apparition :

- de gommages des mécanismes d'articulations dues au durcissement des graisses,
- de résistances de contacts élevées sur les contacts de puissance des contacteurs.

Cette note annonce l'engagement d'un nouveau cycle de réparation/échanges standards en 2016. Pour autant, cette note fait état de plusieurs anomalies de fonctionnement survenues en 2014 et en 2015 (Situations n° 10538008, 10529008, 10557808, 10591808, 10675308, 10674808). Ces dysfonctionnements ont nécessité des opérations de maintenance fortuite. Cette note mentionne également des baisses de pression en hexafluorure de soufre (SF6) susceptibles de limiter le nombre de manœuvre des disjoncteurs affectés, limitation confirmée par le constructeur. Les inspecteurs notent que la seule réalisation des essais périodiques des disjoncteurs conduit rapidement à la consommation du « crédit de manœuvre » indiqué par le constructeur. Dans ces conditions, quand bien même les résultats des essais périodiques ne mettent pas en évidence de défaut de comportement des disjoncteurs, la démonstration de leur aptitude à remplir leur fonction est remise en cause.

Demande A.3 : Compte-tenu des éléments mentionnés dans le document non référencé précité, je vous demande de procéder, dans les plus brefs délais au contrôle de l'étanchéité de l'ensemble des

disjoncteurs 6,6 kV de statut EIP afin de vous assurer que les performances des disjoncteurs prises en compte à la conception de l'installation et lors des essais de qualification fonctionnelle restent acquises. En cas de non-conformité, il vous appartiendra de procéder à la résorption des écarts détectés.

Le gaz SF6 est un puissant gaz à effet de serre (22 800 fois le pouvoir de réchauffement du CO2) visé par les dispositions de l'article L. 220.2 du code de l'environnement et, plus généralement, les dispositions du chapitre IX du titre II du livre II de ce même code. Parmi ces dispositions figurent notamment les objectifs de limitation d'emploi des gaz à effets de serre et de prévention de leur émission dans l'atmosphère.

Dans la mesure où l'annexe au document non référencé précité fait état d'une pression en SF6 inférieure à celle préconisée par votre fournisseur, il ne peut être exclu des rejets non contrôlés de SF6 au niveau des disjoncteurs 6,6 kV. Dans ces conditions, le relâchement de ce gaz caractérise le non-respect de l'exigence définie issue du code de l'environnement précité et constitue donc un écart au sens de l'arrêté en référence [1].

Demande A.4 : Je vous demande procéder, dans les plus brefs délais, au contrôle de l'étanchéité de l'ensemble des disjoncteurs contenant du SF6 et d'en tirer les enseignements du point de vue de la conformité de vos pratiques d'exploitation par rapport aux exigences réglementaires précitées. Vous veillerez à procéder aux réparations nécessaires, voire aux modifications de conception des disjoncteurs 6,6 kV utilisant ce gaz afin d'être en mesure d'identifier toute perte de confinement de cette substance dangereuse.

Les cycles de réparation/échanges standards des disjoncteurs 6,6 kV de statut EIP ont conduit le CNPE à remplacer certains de ces disjoncteurs par des disjoncteurs 6,6 kV auxquels vous n'associez pas le statut EIP. Dans ces situations, les disjoncteurs de statut non EIP doivent satisfaire les exigences définies applicables aux disjonctions 6,6 kV de statut EIP. Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter les justificatifs de la conformité des opérations de maintenance sur les disjoncteurs de statut non EIP aux exigences de maintenance applicables aux disjoncteurs de statut EIP.

En outre, les inspecteurs ont constaté que vous avez procédé au dégraissage de la partie mobile de plusieurs disjoncteurs 6,6 kV pour pallier les effets du vieillissement des graisses. Pour ces disjoncteurs, les rapports d'intervention consultés par les inspecteurs ne permettent pas de connaître le type ni la quantité de graisse de remplacement remise en place. Dans la mesure où les activités de maintenance des EIP ou des équipements susceptibles de prendre le statut d'EIP sont des activités importantes pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, les exigences de traçabilité prescrites à l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [1] leur sont applicables.

Demande A.5 : Je vous demande de procéder, dans les plus brefs délais au contrôle de la quantité et de la nature de la graisse mise en place sur l'ensemble des disjoncteurs 6,6 kV de statut EIP afin de vous assurer que ces matériels satisfont les exigences issues de leur qualification fonctionnelle, y compris en situation d'incident ou d'accident. En cas de non-conformité, il vous appartiendra de procéder à la résorption des écarts détectés et, dans l'attente, de respecter la conduite à tenir fixée par les règles générales d'exploitation.

Collecte et traitement du retour d'expérience – Application du principe de défense en profondeur

Les inspecteurs notent que le document non référencé précité est un vecteur de collecte et d'analyse du retour d'expérience en matière de fiabilité des disjoncteurs 6,6 kV. Il répond donc aux exigences de l'article 2.7.2 de l'arrêté en référence [1]. Pour autant, les anomalies survenues en 2016 sur ces disjoncteurs témoignent de l'insuffisance des actions correctives engagées, en méconnaissance des dispositions de l'article 2.7.3 de l'arrêté précité.

Demande A.6 : Je vous demande de tirer les enseignements d'une valorisation insuffisante du bilan de fiabilité des disjoncteurs 6,6 kV du point de vue de l'efficacité de votre processus de retour d'expérience. Dans ce cadre, vous veillerez à identifier les autres EIP spécifiques aux réacteurs du site de Saint-Alban Saint-Maurice dont les bilans de fiabilité sont susceptibles d'avoir fait l'objet d'une valorisation insuffisante et mettrez en place, le cas échéant, les plans d'actions correctives adaptées.

Maintenance, gestion des pièces détachées

Le document non référencé précité rappelle qu'une livraison de disjoncteurs neufs de remplacement était prévue en 2014. Celle-ci n'est pas intervenue et elle n'est annoncée que pour 2017 en mentionnant toutefois une « faible visibilité » de l'état d'avancement des approvisionnements lancés par vos services centraux. L'absence de disjoncteurs 6,6 kV de rechange depuis 2014 vous impose une gestion « adaptée » et est à l'origine des cycles de permutations/échanges standards que vous avez mis en place sur le site. Elle a pour conséquence des modifications récurrentes de l'appairage entre les parties fixes et les parties mobiles des disjoncteurs 6,6 kV susceptibles d'être à l'origine d'incompatibilités mécaniques. Les inspecteurs ont noté que ces appairages et leurs évolutions sont suivis au moyen d'un tableau informatique dont les règles de gestion ne satisfont pas les exigences de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [1], ainsi que l'instruction nationale interne à EDF n°26 (IN 26). Pour autant, les vérifications « terrain » réalisées par sondage par les inspecteurs n'ont pas révélé d'écarts en ce qui concerne les informations reportées sur ce document.

Demande A.7 : Je vous demande de renforcer votre processus de traçabilité nécessaire à la construction du référentiel d'exploitation qui vous permet de statuer, en temps réel, sur la conformité de l'état technique de l'installation à celui décrit dans ce référentiel.

Demande A.8 : Je vous demande de prendre en compte cette difficulté d'approvisionnement et ses conséquences lors d'une évaluation exceptionnelle du processus MP8 « Fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel » mentionné dans le manuel qualité de la division du parc nucléaire d'EDF (DPN) en référence [8] pour définir les actions correctives nécessaires à la prévention du renouvellement d'une telle situation sans attendre l'élaboration du contrat annuel de performance « 2018 » entre le CNPE et la DPN.

Les contrôles documentaires par sondage ont également mis en évidence le non remplacement, à la fréquence requise, de plusieurs flexibles nécessaires au fonctionnement des groupes électrogènes de secours. Les causes identifiées font état d'une non-conformité des pièces de rechange approvisionnées vis-à-vis des spécifications dimensionnelles. Cette non-conformité n'est pas identifiée comme un écart alors qu'elle révèle une anomalie significative dans la préparation et la réalisation d'une opération de maintenance qualifiée « activité importante pour la protection des intérêts ».

Demande A.9 : Je vous demande de renforcer les contrôles de conformité à la réception des pièces de rechange puis au moment de la préparation des interventions de maintenance afin de garantir leur exécution dans le respect des exigences spécifiées dans vos programmes de maintenance des EIP. Vous veillerez également à prendre en compte cette demande lors de l'évaluation exceptionnelle du processus MP8 mentionnée à la demande A.8 ci-dessus.

Identification et traitement des écarts

Les inspecteurs ont consulté la liste des demandes d'intervention (DI) et/ou des demandes de travaux (DT). Ils ont constaté que les anomalies concernées par ces demandes sont déclinées en fiches d'écart au sens du chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [1] lorsque leur caractère significatif est avéré.

La capacité du site à identifier un écart affectant un EIP, notamment en cas de récurrence d'anomalies, repose en grande partie sur l'exploitation des informations contenues dans la base de données SAPHIR. Les fiches SAPHIR consultées par les inspecteurs montrent :

- le renseignement parcellaire des champs nécessaires à la caractérisation des situations et de leurs conséquences ;
- l'analyse de risque succincte, et même inexistante, dans certains cas ;
- l'absence de décision quant à l'ouverture d'une fiche d'écart alors que la situation révèle le non-respect d'une exigence définie (Fiche n° 10675308 – Défaillance de la cellule - 6,6 kV LHB 022 JA).

Parmi les fiches de situations mentionnées ci-avant, la fiche n° 10674808 fait apparaître une anomalie ayant conduit à la détérioration d'une cellule 6,6 kV alimentant le tableau de secours 1LHA001TB. Cette anomalie a induit une déclaration d'événement significatif en raison du repli du réacteur sur décision du GTS du 25/07/15 alors que le champ « ESS » de cette fiche mentionne l'indication « NON ».

Demande A.10 : Je vous demande de renforcer les contrôles que vous mettez en œuvre lors de la validation des fiches « SAPHIR » et des DI/DT afin d'être en mesure d'identifier les écarts aux exigences mentionnées à l'article 1.3 de l'arrêté en référence [1]. Vous veillerez à évaluer l'efficacité des actions prises en amont de la vérification de l'état de conformité du réacteur n° 1 avant son prochain rechargement en combustible.

Les inspecteurs ont noté l'absence de plan d'actions « PA DI55 » rattaché au traitement des anomalies récurrentes qui affectent les disjoncteurs 6,6 kV. Selon votre système de management intégré et notamment la directive interne DI 55 indice 5 relative à la gestion des écarts, les actions curatives, correctives et préventives qui résultent du traitement d'un écart affectant des EIP doivent faire l'objet d'un « PA DI55 ». Les inspecteurs ont noté l'existence d'un plan d'action « constat » (PA-CSTA). L'existence de ce plan d'action révèle l'insuffisance de l'analyse de risque réalisée lors de l'identification des exigences non respectées.

Demande A.11 : Je vous demande de procéder au réexamen de l'ensemble des PA-CSTA ouverts sur le site et de l'ensemble des DI/DT non encore validées afin d'identifier les anomalies à leur origine en veillant à préciser pour chaque dossier analysé, les exigences définies, au sens de l'arrêté en référence [1] qui ne sont pas satisfaites.

Lors des contrôles réalisés sur le terrain, les inspecteurs ont constaté plusieurs anomalies affectant les sources électriques de sauvegarde. Ils ont noté :

- Au niveau de la turbine à combustion :
 - un câble endommagé (repère 008CR), l'âme de ce câble étant visible ;
 - plusieurs fiches « 003 CC » ouvertes en février 2016 traçant des anomalies affectant le contrôle commande de la TAC. Au jour de l'inspection, les réparations n'avaient pas été réalisées alors que la TAC est un moyen de production d'énergie dont l'importance pour la sûreté a été renforcée du fait de l'écart de conformité affectant le turbo alternateur LLS ;
 - une fuite au niveau de la vanne repérée 0LHT374VF (arrivée du kérosène) ;
 - la cuvette de rétention associée à la cuve de kérosène partiellement remplie (sa fonction de rétention a été constatée indisponible par les inspecteurs).

- Au niveau du groupe électrogène repéré 2LHP
 - plusieurs caillebotis non fixés susceptibles d'agresser le groupe électrogène en cas de séisme ;
 - plusieurs calorifuges dégradés ;
 - corrosion importante au niveau d'un réfrigérant
 - des tuyauteries non raccordées entre cylindres, obturées par un bouchon visant à prévenir du risque d'introduction de corps étrangers « FME » ;
 - un flexible de raccordement à la cuve à huile trop long ;
 - une détérioration significative de la cuve à égouttures, pourtant identifiée en 2015.

- Au niveau du groupe électrogène repéré 1LHP
 - Une fuite d'huile au niveau de la vanne repéré 1LHP114VR ;
 - Une fuite d'huile au niveau de la pompe de pré-graissage repéré 1LHP080PO ;
 - Un défaut de tresse de masse alors que les travaux de remise en conformité sont prévus depuis 2015.

- Au niveau du groupe électrogène repéré 1LHQ
 - La présence d'échafaudage signalé non conforme (ancrage insuffisant) sans que vos représentants aient pu motiver la présence de ce dispositif.

Demande A.12 : Considérant les dispositions mentionnées dans le courrier en référence [2], je vous demande de procéder à la résorption de l'ensemble des défauts relevés par les inspecteurs sans délai. Vous veillerez également à réinterroger l'efficacité de votre processus de détection des anomalies à la lumière des défauts identifiés par les inspecteurs, en attachant une importance particulière aux dispositions organisationnelles et aux messages managériaux associés.

B. Compléments d'information

Sans objet.

C. Observations

Sans objet.

*

Je vous demande de m'informer, sous un délai qui ne dépassera pas deux mois, des actions que vous engagez pour corriger les anomalies relevées par l'ASN lors de l'inspection du 20 janvier 2017. Dans ce cadre, vous veillerez à identifier clairement les engagements que vous prenez et à préciser, pour chacun d'eux, l'échéance de sa réalisation.

J'appelle votre attention sur les enjeux associés à la 3^{ème} visite décennale du réacteur n° 1 de site de Saint-Alban Saint-Maurice et, en particulier, sur la nécessité d'une amélioration significative de la connaissance de l'état réel des installations. A ce stade, le processus d'identification et de traitement des écarts déployé sur le site ne peut être considéré comme respectant pleinement les exigences de rigueur et de qualité prescrites pour la préparation et l'exécution d'activités importantes pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593.1 du code de l'environnement.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'assurance de ma parfaite considération.

L'adjoint à la chef de la division de Lyon

Signé par

Olivier VEYRET