

Lyon, le 9 décembre 2015

N/Réf. : CODEP-LYO-2015-049771

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-2015-0274 du 4 novembre 2015
Thème : *Management de la sûreté et organisation – Système d'autorisations internes d'EDF et filière indépendante de sûreté*

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

Référence à rappeler dans toute correspondance : INSSN-LYO-2015-0274

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 4 novembre 2015 sur la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice, sur les thèmes « système d'autorisations internes d'EDF » et « filière indépendante de sûreté ».

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 menée le 4 novembre 2015 sur la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice portait sur les thèmes « système d'autorisations internes d'EDF » et « filière indépendante de sûreté ».

Dans un premier temps, les inspecteurs ont contrôlé le respect de la décision n°2014-DC-0452 de l'ASN du 24 juillet 2014 relative aux modalités de mise en œuvre du système d'autorisations internes (SAI) concernant les modifications temporaires du chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) pour les réacteurs des sites électronucléaires au travers de l'examen des dossiers déclarés par la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice en 2014 et 2015. Dans un second temps, les inspecteurs ont vérifié l'organisation mise en œuvre par l'exploitant pour se doter d'une filière indépendante de sûreté (FIS) suffisamment écoutée et appuyée par les instances décisionnelles du site ou de l'exploitant.

A la suite de cette inspection, il apparaît que l'organisation mise en place par l'exploitant concernant le SAI est globalement satisfaisante. Concernant la thématique de la FIS, les inspecteurs ont jugé les analyses de la FIS pertinentes et argumentées. Pour autant, l'ASN a relevé que certains événements parmi ceux examinés lors de l'inspection étaient redevables d'une déclaration et considère que la FIS n'a pas été assez suivie, alors même que son avis et celui d'au moins un service de la filière opérationnelle était parfois convergeant. Enfin, le site devra améliorer le suivi des actions découlant des conclusions issues des comptes rendus d'événements significatifs ou des audits internes.



A. Demandes d'actions correctives

En cas de désaccords entre la FIS et les services de la filière opérationnelle de votre établissement en ce qui concerne la caractérisation d'un écart, une réunion d'arbitrage présidée par un membre de l'équipe de direction du site, directeur ou directeur délégué, est organisée.

Les inspecteurs ont examiné plusieurs comptes rendus de ces réunions d'arbitrage.

La réunion d'arbitrage du 23 février 2015 portait sur la baisse du débit à la cheminée du circuit de ventilation (DVN) du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) sous le seuil de 180 000 m³/h lors de l'essai périodique (EP) DVS 101 alors que le réacteur n°2 était en production. Les spécifications techniques d'exploitation (STE) indiquent qu'un débit d'air à la cheminée du BAN inférieur à 180 000 m³/h est redevable de la pose d'un événement de groupe 1. Cet événement est déclassé en événement de groupe 2 sous quatre conditions et un nota qui interdit la baisse volontaire du débit à la cheminée.

A la suite de cet écart, la FIS a proposé la déclaration d'un ESS de critère 3. Cette baisse du débit a en effet été consécutive à une intervention humaine (arrêt d'une file d'extraction DVS lors de l'EP DVS 101) pour laquelle le risque de baisse du débit DVN et donc du potentiel non-respect du seuil de 180 000 m³/h a été identifié dans l'analyse de risque préalable mais non traité. La Direction du site n'a pas suivi l'avis de la FIS considérant que la baisse du débit DVN n'a pas été volontaire et qu'il fallait considérer la pose d'un événement DVN2 de groupe 2.

L'ASN considère que cet écart relève bien de la déclaration d'un ESS.

Demande A1 : Je vous demande de procéder à la déclaration d'un ESS relatif à cet événement.

Outre la demande de déclaration d'un ESS, la FIS a proposé de faire évoluer la fiche locale de l'EP DVS 101 en y indiquant de ne pas réaliser cet EP avec le système de ventilation du bâtiment combustible (DVK) en fonctionnement. Cette demande n'a pas été reprise dans le dossier de caractérisation et d'analyse (DCA).

Demande A2 : Je vous demande de modifier la fiche locale de l'EP DVS 101 tel que proposé par la FIS et d'étendre cette modification à tous les EP susceptibles d'avoir un impact sur le débit de la cheminée DVN du réacteur n°2.

La réunion d'arbitrage du 23 février 2015 portait sur une rupture de sectorisation de classe 1. Deux secteurs de feu de sûreté de voies électrique différentes ont été mis en communication en octobre 2014. Cette perte d'intégrité n'a été constatée qu'en mars 2015, le délai de restauration de 14 jours fixé par les STE n'a donc pas été respecté. De plus, cet évènement a mis en exergue des lacunes organisationnelles puisque cette ouverture de trémies n'était pas connue des services de votre établissement. Cette perte d'intégrité, située à proximité de la salle de commande, aurait pu remettre en cause le potentiel pilotage d'un incendie depuis la salle de commande.

La FIS s'est positionnée en faveur de la déclaration d'un ESS de critère 10 mais n'a pas été suivie par la Direction du site qui a conclu à l'absence d'impact sûreté du fait de la présence du personnel de conduite à proximité.

L'ASN considère que la présence de personnel à proximité de la rupture de sectorisation ne justifie pas la non-déclaration d'un ESS au regard des lacunes organisationnelles mises en évidence lors de cet évènement et des délais de découverte et remise en conformité de la perte d'intégrité.

Demande A3 : Je vous demande de procéder à la déclaration d'un ESS relatif à cet évènement.

La réunion d'arbitrage du 7 avril 2015 portait sur une anomalie détectée sur le logiciel ESPACE à l'occasion de la carte de flux 36 lors de la prolongation de cycle du réacteur n°2. Cette anomalie a entraîné l'implantation de paramètres du système de protection du réacteur (SPIN) et du système de mesure de la puissance du réacteur (RPN) différents de ceux qui auraient été implantés en l'absence de cette anomalie. Cette anomalie n'a pas eu de conséquence réelle sur la sûreté, cependant, l'impact potentiel de cet écart portait à la fois sur la disponibilité du système de protection du réacteur (RPR) mais également sur celle du système RPN. Les indisponibilités potentielles pouvaient concerner les 4 unités d'acquisition et de traitement pour la protection (UATP) ainsi que les 4 chaînes RPN de puissance indisponibles. La conduite à tenir d'un tel évènement aurait été un repli en AN/GV sous 4h.

Dans ces conditions, l'ensemble des services présents lors de l'arbitrage de la Direction, à savoir le service essai, la conduite et la FIS ont proposé la déclaration d'un ESS critère 10. La Direction a arbitré en faveur de la rédaction d'un compte rendu d'évènement local (CREL) par les services centraux d'EDF.

Demande A4 : Je vous demande de procéder à la déclaration d'un ESS relatif à l'anomalie détectée sur le logiciel ESPACE.

D'autres réunions d'arbitrages se sont tenues en 2014 (DCA-201-048 du 04 juin 2014) et en 2015 (DCA-2015-065 du 19 juillet 2015) au cours desquelles les avis de la FIS et d'au moins un autre métier de la filière opérationnelle concluaient à la nécessité de déclarer un ESS.

L'ASN considère qu'une position d'arbitrage conduisant à la non déclaration d'un ESS alors que plusieurs avis convergent vers une déclaration doit être justifiée.

Demande A5 : Lorsque les avis de la FIS et d'au moins un autre métier de la filière opérationnelle concluent à la nécessité de déclarer un ESS et dans le cas où vous décideriez de ne pas procéder à une déclaration d'un ESS, je vous demande d'explicitement clairement dans le dossier de caractérisation et d'analyse les raisons qui vous amène à ne pas procéder à cette déclaration.

La réunion d'arbitrage du 9 mai 2015 portait sur le passage du réacteur n°1 du domaine d'exploitation en arrêt normal sur générateur de vapeur (AN/GV) vers le domaine d'exploitation « réacteur en production » (RP) entraînant la génération de l'événement de groupe 1 « RGL2 » en RP.

Le 9 mai 2015 matin, un aléa technique s'est produit sur le groupe de grappes SC2 du système de commande et mesure de position des grappes (RGL) lors du repli du réacteur n°1. Un défaut électronique étant suspecté, le rack repéré BM1 est remplacé. En l'absence de défaut avant et après le remplacement du rack, l'intervention n'a pu être requalifiée intrinsèquement. Seule une requalification fonctionnelle aurait été possible par une levée des grappes de type SC2 pour vérifier la non apparition de défauts. Cependant, eu égard au fait que le réacteur était en AN/GV, l'équipe de quart du service conduite a acté que la requalification fonctionnelle de l'intervention sur le groupe SC2 serait repoussée aux opérations de démarrage.

L'ingénieur sûreté (IS) d'astreinte a alors contacté le directeur d'astreinte (agent exerçant la fonction dite PCD1) afin de l'informer de son désaccord pour le changement d'état du réacteur n°1, puisque le groupe de grappes SC2 ne pouvait être considéré comme disponible dans la mesure où sa requalification n'avait pas été effectuée.

L'IS d'astreinte a indiqué qu'un dysfonctionnement sur le groupe SC2 lors de l'extraction en RP était redevable d'un événement de groupe 1 RGL2, ce qui revenait à ne pas respecter une prescription permanente du paragraphe « conditions requises pour changer l'état du réacteur » du chapitre généralités des spécifications techniques d'exploitation (STE). Il a également proposé de réaliser la requalification fonctionnelle dans le domaine AN/GV sous la prescription particulière n°2 liée à la position des grappes, avec la mise en œuvre des mesures compensatoires prévues et notamment la borication du circuit primaire.

Le CE et l'IS étant en désaccord, le PCD1 a statué sur la poursuite du redémarrage du réacteur avec une requalification fonctionnelle du groupe SC2 lors de la levée des grappes dans le domaine RP.

Le 9 mai 2015 en soirée, le réacteur était dans le domaine RP. Le « top » passage en RP a été donné à 21h34. Lors de l'extraction du 1^{er} pas sur le groupe SC, l'équipe de quart a constaté l'apparition de l'alarme repérée RGL003AA relative au défaut d'équipement de l'unité d'acquisition et de traitement pour la protection (UATP). Deux nouvelles tentatives d'extraction du groupe SC ont été réalisées sans succès. L'événement « RGL2 » de groupe 1 est alors posé, la conduite à tenir étant :

- Isolation de toute arrivée d'eau dans le circuit primaire à une CB inférieure à 2385 ppm ;
- Remise du groupe en défaut au-dessus de sa limite d'insertion ;
- Amorçage du repli du réacteur dans le domaine AN/GV sous 1 heure.

Le réacteur est replié dans le domaine AN/GV sous 1 heure sans que la conduite à tenir soit réalisée intégralement.

L'électronique de puissance (rack BM2) est alors remplacée. La requalification intrinsèque est réalisée conforme.

Au regard des éléments fournis, l'ASN considère que :

- la divergence du réacteur a été initiée sans qu'un matériel ne soit requalifié ni intrinsèquement ni fonctionnellement ;
- l'exploitant n'a pas été en mesure d'assurer le respect des prescriptions permanentes RGL en RP ;

- la situation a conduit à la pose d'un évènement de groupe 1 « RGL2 » en RP ;
- la requalification aurait pu être réalisée en toute sûreté dans le domaine AN/GV et dans le respect des STE.

Au regard de ces éléments, l'ASN considère que cet écart relève d'un ESS critère 3.

Demande A6 : Je vous demande de procéder à la déclaration de cet évènement.

La réunion d'arbitrage du 21 juillet 2015 portait sur le dépassement de la limite droite du réacteur n°1. Cette limite droite correspond à la bordure droite du diagramme de pilotage. Il s'agit d'une valeur de déséquilibre axial de puissance (DPax) défini dans les STE, qui doit rester inférieur à cette limite « droite ». Le 21 juillet 2015, le DPax a été dépassé pendant 5 min et 28 secondes.

Pour mémoire, début juillet 2015, les 2 réacteurs de Saint-Alban ont été contraints de réduire régulièrement leur puissance afin de respecter l'arrêt de rejet qui interdit tout rejet d'effluent lorsque la température du Rhône est supérieure à 28 °C. Le pilotage du réacteur n°1 était contraint par les limites d'exploitation associées à la présence de zircaloy4, c'est donc prioritairement le réacteur n°2 qui a baissé sa charge. Cependant, le 21 juillet 2015, le site a également dû prendre la décision de baisser la puissance du réacteur n°1. Une fois la puissance de celui-ci diminuée, les opérateurs se sont concentrés sur le respect de la contrainte Zircaloy4 et sur la mise en configuration d'un EP RPN003, dont l'échéance arrivait en butée le jour même. L'extraction des grappes grises a donc été réalisée en parallèle de l'insertion des grappes du groupe R. La dilution nécessaire pour compenser l'effet xénon dans le cœur après le transitoire a été inefficace du fait de l'avancement du cycle. Le DPax a dérivé vers la droite.

Le 21 juillet 2015, le réacteur n°1 a été confronté à un appel de puissance pour le réseau, les grappes grises ont été insérées automatiquement. La valeur de DPax a augmenté conduisant au franchissement de la limite droite.

Dans son analyse, la FIS a indiqué que les services centraux d'EDF ont été sollicités début juillet afin d'établir des stratégies de pilotage si une baisse de charge sur le réacteur n°1 était rendue nécessaire en raison de la température du Rhône. Une fiche de position a été rédigée, qui indiquait de privilégier une diminution de la charge avec les groupes gris extraits, tant que le DPax pouvait être maintenu, dans le respect du diagramme de fonctionnement et des STE.

La baisse de charge réalisée le 21 juillet ne s'est pas avérée conforme à la stratégie préconisée par les services centraux d'EDF (position des grappes, durée de la baisse de charge, volume de dilution, ...).

La FIS considère également que l'exploitant s'est mis en grandes difficultés de pilotage puisque le DPax a dérivé pendant 3 heures sans actions particulières des opérateurs avant l'appel de puissance. Par ailleurs, la sous-estimation du volume de dilution sur un réacteur en fin de vie a conduit l'exploitant à s'orienter vers une mauvaise stratégie, notamment en considérant la dilution du circuit primaire inefficace sur ce type de réacteur.

L'ASN partage l'analyse de la FIS.

Demande A7: Je vous demande de procéder à la déclaration de cet évènement

La notion d'erreur ponctuelle est décrite par le paragraphe D.4 du courrier de l'ASN du 8 avril 2009 référencé DEP-DCN-0137-2009 qui définit les modalités de classement sur l'échelle INES des ESS. Les critères pour qu'une erreur puisse être considérée comme ponctuelle sont clairement définis dans ce courrier qui sert de cadre pour la caractérisation de certains écarts au chapitre III des RGE. Ce concept est particulièrement important à décliner car il détermine souvent si un écart conduit ou non à la déclaration d'un ESS.

Les inspecteurs ont constaté que la notion d'erreur ponctuelle avait été retenue de façon discutable dans l'analyse de plusieurs écarts au cours des dernières années, notamment ceux listés ci-après :

- l'écart objet de l'arbitrage du 18 janvier 2015 concernant la perte de l'alimentation des communs RRI pendant 14s après la réalisation de l'EP 2RRI 101 ;
- l'écart objet de l'arbitrage du 5 mars 2015 concernant l'ouverture intempestive de 1 LGE 022 JA ayant induit un bas débit DVN.

Pourtant, dans ces cas, la FIS avait écarté que l'on puisse utiliser cette notion.

L'ASN s'interroge sur plusieurs exemples qui semblent illustrer une utilisation erronée de la notion d'erreur ponctuelle et permettent d'éviter la déclaration d'ESS.

Demande A8 : Je vous demande de vous assurer que les différents acteurs entrant dans le processus de caractérisation des événements (métiers, direction, FIS) maîtrisent les exigences de l'ASN en matière d'utilisation de la notion d'erreur ponctuelle.

La réunion d'arbitrage du 6 mai 2015 portait sur la gestion d'une condamnation administrative. Cet arbitrage a mis en évidence qu'une piste d'amélioration proposée par la FIS à la suite d'un audit et qui a fait l'objet d'une fiche de suivi d'action (FSA) validée par le commanditaire de la vérification n'avait pas été pris en compte malgré le solde de la fiche d'action. L'analyse de risque relative à l'opération en question n'a pas été modifiée conformément à ce qui avait été décidé et aurait potentiellement pu éviter l'écart arbitré le 6 mai 2015.

A l'occasion de l'arbitrage de cet événement, la Direction du site a demandé la vérification de niveau 1 sur une trentaine de FSA pour s'assurer qu'elles avaient été soldées après réalisation effective de l'action.

Cette vérification a montré un manque de suivi des FSA puisque d'autres écarts de ce type ont été mis en évidence.

Demande A9 : Je vous demande de mettre en place une boucle de contrôle visant à s'assurer périodiquement de la bonne intégration des FSA sur le site. Vous me rendrez compte des actions prises dans ce sens.

La réunion d'arbitrage du 17 mai 2015 portait sur l'inétanchéité de la vanne repérée 2 VVP 103 VV dans le domaine « réacteur en production ». La vanne repérée 2 VVP 103 VV a été découverte « inétanche ». Cette inétanchéité aurait pour origine un défaut de réglage au point neutre de la vanne. Bien que cette vanne requise dans l'isolement vapeur soit restée manœuvrable, la mise en position neutre était à l'origine de l'inétanchéité rencontrée.

Dans son analyse, la FIS insiste sur le fait que « l'absence de critère d'étanchéité dans le chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) ne dispense pas de respecter un critère qualitatif d'étanchéité du circuit vapeur (valorisé dans le rapport de sûreté) ». En effet, en l'absence de critère quantitatif d'étanchéité des vannes de purges, seul un critère qualitatif peut être retenu. Celui-ci garantit notamment le respect des critères de sûreté issus des études menées par les services centraux d'EDF dans le cadre du dimensionnement des installations.

En considérant la pose d'un événement de groupe 1 relatif à l'indisponibilité de la vanne repérée 2 VVP 103 VV, la conduite à tenir n'aurait pas été respectée. La FIS a donc proposé la déclaration d'un ESS de critère 3 et de niveau 1 sur l'échelle INES.

La Direction du site a arbitré en faveur de la rédaction d'une fiche de retour d'expérience (FIREX).

En parallèle, le groupe sûreté nucléaire (GPSN) a été sollicité pour avis par le site. Le mail de réponse de GPSN du 5 septembre 2015 indique en conclusion d'analyse qu'il « est difficile de considérer le critère d'étanchéité de la vanne de purge repérée 2 VVP 103 VV satisfaisant. La perte d'étanchéité est à couvrir par l'évènement VVP3 ».

Le 27 novembre 2015, la division de Lyon de l'ASN a été informée dans le cadre des relations habituelles entre la centrale nucléaire et les services de l'ASN que cet événement s'était répété sur la vanne repérée 2 VVP 103 VV. D'après les informations recueillies, GPSN aurait modifié sa doctrine quant au traitement de cet écart et jugerait « excessif » la pose de l'évènement « VVP 3 ».

Demande A10 : Je vous demande de consolider et de formaliser, en liaison avec GPSN, votre analyse sur l'inétanchéité de la vanne de purge repérée 2 VVP 103 VV. Vous me ferez parvenir cette analyse.

Demande A11 : Je vous demande de réparer cette vanne en cas d'arrêt fortuit et au plus tard lors de l'arrêt programmé du réacteur à l'été 2016.

∂

B. Compléments d'information

Dans votre organisation, les réunions d'arbitrage pour décider de la suite à donner à un écart sont présidées par le directeur délégué ou par vous-même.

Selon les éléments contenus dans la note technique D455014028008 du 8 septembre 2014 transmise à l'ASN par courrier du 9 septembre 2014, GPSN indique que les décisions des réunions d'arbitrage entre la FIS et les filières opérationnelles peuvent être réexaminées à plusieurs niveaux ou occasions. Cette note évoque notamment la mise en place d'une instance de réexamen périodique présidée par la direction du site.

Dans ces conditions, l'ASN s'interroge sur les modalités de la mise en place d'un tel réexamen pour des arbitrages que vous auriez pris vous-même en premier ressort. La division de Lyon de l'ASN observe également que la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice est la seule à avoir opté pour cette organisation sur la plaque Rhône-Alpes : sur les centrales nucléaires du Bugey, de Cruas-Meysses ou du Tricastin, les réunions d'arbitrage sont en effet présidées par des directeurs délégués ou l'agent en charge de l'astreinte direction « PCD1 ».

Demande B1: Je vous demande de m'indiquer si l'organisation actuelle des réunions d'arbitrage apparaît pertinente au regard du processus de réexamen de ces décisions tel que précisé dans la note GPSN susmentionnée et le cas échéant procéder aux changements adéquats.



C. Observations

C1. Au-delà des indicateurs que vous avez mis en place pour suivre l'écoute de la FIS, l'ASN s'est plus particulièrement intéressée sur les arbitrages portant sur des écarts où la filière opérationnelle ne proposait pas de déclaration alors que la FIS proposait la déclaration. Sur les 3 dernières années, dans ce cas de figure, l'ASN a relevé que les cas où la FIS était suivie était en diminution selon le schéma suivant :

Année	Nombre d'arbitrages portant sur des désaccords entre la filière opérationnelle et la FIS	Nombre de cas où la Direction a suivie l'avis de la FIS
2013	20	12
2014	18	12
2015	16	5

L'ASN n'entend pas tirer de conclusions hâtives de ce panorama mais vous invite à être vigilant sur les arbitrages délivrés par la Direction dans les cas de figures évoquées ci-dessus.



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.

La cheffe de la division de Lyon de l'ASN

Signé par :

Marie THOMINES

