

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2015-038804

Orléans, le 24 septembre 2015

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de CHINON
BP 80
37420 AVOINE

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Chinon B – INB n° 107 et n° 132
Inspection INSSN-OLS-2015-0077 du 03 septembre 2015
« Systèmes électriques »

Réf. : Code de l'environnement, notamment ses articles L.592-21 et suivants et L.596-1 et L.557-46

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence, une inspection a eu lieu le 03 septembre 2015 dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Chinon sur le thème « Systèmes électriques ».

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 en objet concernait le thème « Systèmes électriques ». Les inspecteurs ont contrôlé l'organisation et les dispositions retenues par le CNPE pour assurer la fiabilité et la disponibilité des systèmes électriques. Ils ont examiné, par sondage, des dossiers d'intervention, d'actions de maintenance prévues dans les programmes adéquats de certains systèmes électriques de secours ainsi que le traitement des écarts au référentiel portant sur ces systèmes.

Les inspecteurs ont ensuite visité les transformateurs auxiliaires (LGR) des réacteurs n° 3 et n° 4. Ils se sont également rendus dans les locaux électriques du réacteur n° 3 afin de visiter les batteries de secours et le turboalternateur de secours (LLS) en cours de maintenance.

Au vu de cet examen, les inspecteurs considèrent que l'organisation et les dispositions dédiées à la gestion des sources électriques secourues sont globalement satisfaisantes. Toutefois, il convient de noter les écarts relatifs à la perte d'un dossier de suivi d'intervention, au non-respect des programmes de maintenance des batteries de type OPzS et des turboalternateurs de secours LLS et la présence d'agresseurs potentiels au sein des locaux « batteries » en cas d'aléa sismique.

A. Demands d'actions correctives

Présence d'agresseurs potentiels au sein des locaux « batteries » en cas d'aléa sismique

Les inspecteurs se sont rendus au sein de certains locaux « batteries », du réacteur n° 3 du CNPE de Chinon. Les locaux visités, 3 L 311, 3 W 305, 3 W 304, 3 W 303 et 3 W 302 accueillent des batteries de systèmes électriques robustes au spectre de dimensionnement (SDD). Dans ces locaux, les inspecteurs ont constaté la présence de gaines du système de ventilation des locaux des batteries (DVE). Ces gaines sont reliées à la vanne d'air 3 DVE 030 VA, robuste au demi-spectre de dimensionnement (DSD).

Ainsi, les gaines de ventilation du système DVE (équipements importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement – EIP), classés au séisme, pourraient être des agresseurs d'autres matériels EIP à savoir les batteries, ayant également des exigences de tenue au séisme.

Ces couples agresseurs/cibles ne répondent pas à votre démarche du risque de « séisme événement » (agression de matériels EIP classés au séisme par des matériels non classés au séisme) puisque les agresseurs potentiels ont une exigence de tenue sismique mais moindre que celle des cibles afférentes.

Ces couples potentiels d'agresseurs (gaines de ventilation du système DVE) et de cibles (batteries) doivent pourtant être étudiés afin de prendre les éventuelles dispositions nécessaires pour prévenir toute agression, en application de la prescription technique référencée [EDF-CHB-7] [ECS-9] de la décision ASN n° 2012-DC-0278 du 26 juin 2012 : « *Au plus tard le 31 décembre 2012, l'exploitant prend les dispositions nécessaires pour prévenir l'agression, par d'autres équipements, de matériels dont la disponibilité est requise par la démonstration de sûreté à la suite d'un séisme. L'exploitant présentera à l'ASN, avant le 31 décembre 2013 un bilan d'application de cette démarche, ainsi qu'un bilan intermédiaire avant le 30 juin 2013* ».

L'article 2.6.2 de l'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base du 7 février 2012 dispose que : « *L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :*

- *son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;*
- *s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;*
- *si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre ».*

De plus, l'article 2.6.3.I de ce même arrêté du 7 février 2012 prescrit que : « *L'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :*

- *déterminer ses causes techniques, organisationnelles et humaines ;*
- *définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées ;*
- *mettre en œuvre les actions ainsi définies ;*
- *évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre ».*

Demande A1 : je vous demande de compléter votre démarche du risque « séisme événement » afin de répondre pleinement à la prescription technique référencée [EDF-CHB-7] [ECS-9] de la décision ASN n° 2012-DC-0286 du 26 juin 2012.

Demande A2 : je vous demande de contrôler l'ensemble des locaux « batteries » du CNPE de Chinon, afin de vérifier la présence d'éventuels couples d'agresseurs et de cibles. Vous procéderez à l'examen de ces couples dans les plus brefs délais, en application de l'article 2.6.2 de l'arrêté du 7 février 2012, et traiterez les éventuels écarts en application de l'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012 afin de définir dans des délais adaptés aux enjeux, entre autres : les actions curatives, préventives et correctives appropriées. Vous me ferez part de vos conclusions pour l'ensemble des couples identifiés et en particulier pour les agressions potentielles des batteries par les gaines de ventilation du système DVE.

∞

Niveau d'électrolyte des batteries insuffisant et dysfonctionnement de certains indicateurs de niveau d'électrolyte

Les inspecteurs ont constaté, dans les locaux 3 W 303 et 3 W 302, que certains indicateurs du niveau d'électrolyte des batteries 3 LBC 001 BT et 3 LAA 001 BT étaient en dessous du seuil minimum. Pour certains de ces indicateurs, cela correspondait à un réel faible niveau d'électrolyte. Pour les autres indicateurs, il s'agissait d'un dysfonctionnement des flotteurs.

Demande A3 : je vous demande de veiller au bon fonctionnement de l'ensemble des indicateurs du niveau d'électrolyte des batteries. Vous me préciserez les actions correctives mises en place.

Demande A4 : je vous demande de vous assurer que l'ensemble des batteries disposent d'un niveau d'électrolyte supérieur au seuil minimum. Vous me préciserez les actions engagées pour éviter le renouvellement de l'écart.

∞

Présence de corps étrangers et de suintements sur les batteries

Le programme de base de maintenance préventive PB900-AM775-10 à l'indice1 prescrit, pour les batteries plomb de type OPzS, une vérification périodique de l'état des batteries. Cette vérification visuelle concerne :

- « l'intégrité des éléments (absence de fissures des bacs, de fuites, de débordements d'électrolyte ou d'éclaboussures sur les connexions...) ;
- l'absence de corps étrangers sur ou entre les éléments [...] ».

Lors de la visite de terrain, les inspecteurs ont constaté, dans le local 3 W 302, la présence de corps étrangers (petits morceaux d'isolant thermique) sur la batterie 3 LAA 001 BT (batterie de type OPzS), provenant vraisemblablement de l'orifice de la ventilation du système DVE situé juste au-dessus de la batterie.

De plus, les inspecteurs ont également noté la présence de suintements sur les blocs 6, 14, 15 et 16 de la batterie 3 LBC 001 BT (batterie de type OPzS), située dans le local 3 W 303. Il est à noter que le niveau d'électrolyte de ces 4 blocs était faible mais supérieur au seuil minimum. Par conséquent, ces suintements ne sont a priori pas liés à des rechargements d'électrolyte récents.

Demande A5 : je vous demande de veiller au respect du programme de base de maintenance préventive PB900-AM775-10 à l'indice 1, par la vérification et le maintien d'un bon état des batteries. Vous me préciserez les actions correctives engagées.

∞

Non-respect des échéances de remplacement des relais de protection électrique ITG série 100

La disposition particulière DP 221 à l'indice 2 relative au traitement des relais de protection électrique ITG série 100, demande de remplacer préventivement les relais ITG série 100 encore présents sur les réacteurs du palier CPY (palier de réacteurs nucléaires de 900 MWe) par des relais ITG 7166 suivant un échéancier défini.

Les inspecteurs ont cherché à vérifier, par sondage, le respect de la disposition particulière DP 221 à l'indice 2 et de l'échéancier associé. Ils ont constaté que les échéances de remplacement des relais ITG série 100 des deux appareils de coupure électrique 9 LGI 020 JA et 4 LGB 026 JA étaient dépassées. Les remplacements sont reportés à 2015 et 2016.

Demande A6 : je vous demande de respecter l'échéancier prévu par la DP 221 de remplacement des relais ITG série 100 par des relais ITG 7166. Vous me préciserez les actions correctives engagées.

∞

Non-respect des règles de réalisation de l'essai de vérification du déclenchement par survitesse nécessaire à la protection des turboalternateurs de secours (LLS)

Le programme de maintenance préventive PBMP OMF PB900-LLS-02 indice 1 prescrit, pour les turboalternateurs de secours LLS, le contrôle des deux chaînes de déclenchement par survitesse lors d'un essai « en air ».

La consultation du rapport de fin d'intervention relatif aux opérations de maintenance, effectuées sur le turboalternateur de secours 2 LLS 001 TC du réacteur n° 2 en début d'année 2015, met en évidence que l'essai de vérification du déclenchement par survitesse nécessaire à la protection du turboalternateur de secours LLS a été effectué sans contrôle de l'alarme LLS 002 AA alors que ce dernier est prévu par le mode opératoire.

Il a été expliqué aux inspecteurs que le contrôle de l'alarme LLS 002 AA est une activité externalisée et que le prestataire n'était pas disponible pour assurer l'activité au moment de la réalisation de l'essai. Vos représentants ont également précisé que cette alarme faisait l'objet d'un contrôle lors d'un essai périodique ultérieur.

Demande A7 : je vous demande de veiller au strict respect des différentes tâches à effectuer prévues par les modes opératoires de maintenance, notamment celles relatives à l'essai « en air » de vérification du déclenchement par survitesse nécessaire à la protection des turboalternateurs de secours LLS. Vous me préciserez les actions mises en place.

Demande A8 : je vous demande de me présenter le retour d'expérience que vous tirez de ce problème organisationnel de planification d'une activité externalisée et les mesures permettant d'éviter le renouvellement de cet écart.

∞

Absence de prise en compte du retour d'expérience

Les inspecteurs ont échangé avec vos représentants sur un événement qui s'est produit le 06 juillet 2015 : un démarrage multiple de la pompe 9 RIS 011 PO ayant généré un départ de feu. L'origine de l'évènement est liée au fonctionnement aléatoire du capteur de pression 9 RIS 074 SP, dû aux vibrations de la pompe 9 RIS 011 PO, ce qui provoque l'arrêt et la relance de la séquence de démarrage de la pompe 9 RIS 011 PO commune aux réacteurs n° 1 et n° 2.

Cette problématique était connue du site depuis les années 90. Plusieurs évènements se sont produits dans les années 90 sur les réacteurs n° 1 et n° 2 de Chinon, en 2014 sur les réacteurs n° 3 et n° 4 de Chinon et sur d'autres sites du parc EDF (Tricastin, Gravelines et Cruas). Sur Chinon, des actions correctives avaient été mises en place uniquement sur les réacteurs n° 3 et n° 4.

Demande A9 : je vous demande de mettre en place un plan d'actions permettant une prise en compte efficace du retour d'expérience dans le traitement des évènements et des écarts. Vous me spécifierez les actions identifiées.



Écarts concernant la mise en place des actions pour éviter le renouvellement des dysfonctionnements d'un évènement significatif

Le compte-rendu de l'évènement significatif concernant l'apparition de défauts d'isolement critiques sur le tableau électrique 4 LCA 001 TB consécutifs à une activité de recherche de fuite d'air sur les gaines coaxiales GSY (couplage au réseau électrique), survenu le 03 mars 2014 sur le réacteur n° 4, liste les actions pour éviter le renouvellement des dysfonctionnements et les échéances de mise en œuvre associées. On y retrouve notamment :

- « solliciter par courrier l'ingénierie nationale pour identifier d'autres méthodes de recherche de fuite d'air sur les gaines coaxiales GSY ;
- identifier les coffrets du système GSY ayant la présence de tension IPS (Important Pour la Sureté) (le corps du texte précise qu'il est nécessaire d'identifier et d'afficher la présence de la tension 48v issue de ce tableau IPS sur les coffrets GSY) ;
- présenter cet évènement significatif en réunion GSM ELEC ».

Les coffrets et armoires GSY identifiés comme contenant des éléments alimentés par des tableaux IPS sont listés dans une fiche de suivi de l'action corrective. Cette fiche spécifie que l'étiquetage des coffrets sera réalisé ultérieurement suivant une autre fiche de suivi d'action corrective. La consultation de la deuxième fiche d'action a mis en évidence que l'étiquetage n'avait pas été effectué et qu'une échéance de réalisation avait été définie mais qu'elle était dépassée. Il est à noter par ailleurs que l'échéance de l'action corrective figurant dans le compte-rendu de l'évènement significatif était le 30 novembre 2014.

Demande A10 : je vous demande de mettre en place l'étiquetage d'identification des coffrets et armoires GSY contenant des éléments alimentés par des tableaux IPS. Vous me fournirez les justificatifs afférents.

Enfin, vos représentants n'ont pas été en mesure de justifier que l'évènement significatif avait bien été présenté en réunion GSM ELEC alors que le compte-rendu de l'évènement significatif spécifie que cette action est soldée.

Demande A11 : je vous demande de me transmettre les justificatifs attestant de la présentation de l'évènement significatif en réunion GSM ELEC.



Bouchons de batterie Nickel/Cadmium non fermés

Les inspecteurs ont constaté, dans le local 3 W 305, que deux bouchons de la batterie Nickel/Cadmium 3 LBD 001 BT n'étaient pas fermés.

Demande A12 : je vous demande de veiller à la fermeture de tous les bouchons des batteries Nickel/Cadmium. Vous me préciserez les actions engagées pour éviter le renouvellement de l'écart.

∞

B. Demandes d'informations complémentaires

Incertitude sur l'absence des relais électriques de type OK-B184 dans les armoires électriques du groupe électrogène d'ultime secours (GUS)

La disposition particulière DP 263 relative à la mise en conformité des relais de type OK-B184 demande de réaliser un inventaire des relais OK-B184 dits douteux, à savoir ceux fabriqués pendant la période de janvier 2006 à mai 2008. L'objectif est, entre autres, d'identifier les relais douteux installés dans les équipements prioritaires listés en annexe 3 de la DP 263 et de les remplacer. L'annexe 3 mentionne, parmi les équipements prioritaires, les groupes électrogènes d'ultime secours (GUS).

Lors de l'inspection, il a été présenté aux inspecteurs un tableau reprenant l'ensemble des relais OK-B184 présents sur le site de Chinon et les remplacements de relais OK-B184 douteux effectués au titre de la DP 263. Ce tableau ne listait pas de relais OK-B184, douteux ou non, présents dans les armoires électriques du GUS. Les inspecteurs ont questionné vos représentants pour s'assurer de la réalisation des vérifications sur le terrain et de l'absence effective de relais OK-B184 douteux dans les armoires électriques du GUS. Or, ces derniers n'ont pas été en mesure de le confirmer.

Demande B1 : je vous demande de vérifier l'absence de relais OK-B184 douteux dans les armoires du groupe électrogène d'ultime secours, si cela n'a pas déjà été effectué. Vous me spécifierez les résultats de ces investigations.

Demande B2 : en cas de présence de relais OK-B184 douteux dans les armoires du groupe électrogène d'ultime secours, je vous demande de les remplacer et de me fournir les justificatifs afférents.

∞

Présence d'agresseurs potentiels au sein des locaux « batteries » en cas d'aléa sismique

La liste des couples agresseurs/cibles du site de Chinon référencée D.5170/SSQ/RAN/15.003 identifie comme agresseurs des batteries du réacteur n° 1, situées dans les locaux 1 W 303, 1 W 304 et 1 W 305, des luminaires présents au-dessus des batteries. Cette liste n'identifie pas les mêmes couples batteries/luminaires sur les 3 autres réacteurs. Vos représentants ont précisé aux inspecteurs, que pour les batteries situées dans les locaux 1 W 303, 1 W 304 et 1 W 305, les fixations des luminaires étaient de type chaînettes, moins robustes que les fixations des luminaires présents dans les autres locaux « batteries » du site, sans pour autant fournir la justification de tenue au séisme de niveau SDD de ces luminaires ayant une fixation plus robuste.

Demande B3 : je vous demande de justifier la tenue sismique des luminaires équipant les locaux batteries des tranches 2, 3 et 4.



Perte du dossier de suivi d'intervention relatif à la maintenance préventive du turboalternateur de secours LLS du réacteur n°2

Les inspecteurs ont consulté le rapport de fin d'intervention avec les gammes opératoires renseignées, relatif à la maintenance du turboalternateur de secours 2 LLS 001 TC du réacteur n° 2 effectuée lors d'un dernier arrêt pour maintenance et rechargement en début d'année 2015.

La première page du dossier consulté mentionne que le plan de qualité (ou dossier de suivi d'intervention, DSI) a été égaré. Ils ont également précisé que, pour ce cas, le plan de qualité n'était pas requis car les maintenances avaient été effectuées par du personnel EDF et non pas par des prestataires et qu'il n'y avait donc pas de surveillance à tracer. Le manuel qualité de la Division Nucléaire Production (DPN) spécifie :

- « L'analyse préalable à l'intervention peut conduire à établir un dossier de suivi d'intervention (DSI) qui présente les principales phases de l'intervention, et en fonction de l'analyse de risque, les formes de parades adaptées (autocontrôle, contrôle technique, ...) ainsi que de surveillance, selon les modalités décrites dans le guide du contrôle technique pour les activités d'exploitation et de maintenance. [...]
- Un dossier d'intervention est réalisé pour chaque activité de maintenance. [...]
- Chaque activité est soumise à un contrôle adapté. L'objectif du contrôle est de s'assurer de la conformité par rapport aux exigences définies. La nature, la forme et l'importance du contrôle sont fonction des conséquences directes ou potentielles de l'activité, identifiées lors de l'analyse préalable.
- Les modalités du contrôle sont adaptées et elles prennent plusieurs formes :
 - l'autocontrôle, exercé par l'intervenant qui s'assure de l'adéquation entre l'action prévue et le matériel sollicité, préalablement à sa réalisation,
 - le contrôle croisé, exercé par un second intervenant qui s'assure, en préalable à l'action du geste professionnel du premier, de ses bonnes modalités d'exécution,
 - le contrôle technique, exercé par une personne qualifiée autre que celle ayant exécuté le geste professionnel, a minima pour les activités relatives aux matériels EIP et les Activités Importantes pour la Protection des intérêts (AIP),
 - le double contrôle, exercé a posteriori par une personne qualifiée autre que celle ayant réalisé le premier contrôle technique, lorsque le risque le nécessite. En cas de risque lié à la méthode, il est réalisé avec une autre méthode (calcul, mesure),
 - le contrôle hiérarchique, exercé par le manager d'une équipe pour s'assurer que ses subordonnés agissent selon les exigences fixées. Il peut s'exercer sur l'ensemble ou sur une partie des activités.
- L'analyse des dossiers d'intervention réalisée par la filière Maîtrise de réalisation (analyse 1^{er} niveau), après l'intervention, permet de détecter un éventuel écart avant un changement d'état ».

Ainsi, le DSI ne permet pas seulement de formaliser les opérations de surveillance lorsque la prestation est externalisée, mais également de tracer le contrôle des activités qui peut être nécessaire aussi bien pour des opérations de maintenance effectuées par du personnel EDF que celles effectuées par des prestataires.

Demande B4 : je vous demande de m'indiquer quelles sont les dispositions prises pour vous assurer de l'application, par vos équipes, de votre manuel qualité, tout particulièrement sur la réalisation systématique d'un dossier d'intervention pour chaque activité de maintenance portant sur des matériels EIP.



Écarts concernant la mise en place des actions pour éviter le renouvellement des dysfonctionnements d'un évènement significatif

Le compte-rendu de l'évènement significatif concernant l'apparition de défauts d'isolement critiques sur le tableau électrique 4 LCA 001 TB consécutifs à une activité de recherche de fuite d'air sur les gaines coaxiales GSY (couplage au réseau électrique), survenu le 03 mars 2014 sur le réacteur n° 4, liste les actions pour éviter le renouvellement des dysfonctionnements et les échéances de mise en œuvre associées. On y retrouve notamment :

- « solliciter par courrier l'ingénierie nationale pour identifier d'autres méthodes de recherche de fuite d'air sur les gaines coaxiales GSY ;
- identifier les coffrets du système GSY ayant la présence de tension IPS (Important Pour la Sureté) (le corps du texte précise qu'il est nécessaire d'identifier et d'afficher la présence de la tension 48v issue de ce tableau IPS sur les coffrets GSY) ;
- présenter cet évènement significatif en réunion GSM ELEC ».

Il a été présenté aux inspecteurs le courrier concernant l'identification d'autres méthodes de recherche de fuite d'air sur les gaines coaxiales GSY, envoyé le 24 novembre 2014 à votre ingénierie nationale. Cependant, vos représentants n'ont pas été en mesure de spécifier la réponse de vos services centraux à ce courrier.

Demande B5 : je vous demande de me préciser les suites données par votre ingénierie nationale à ce courrier et, plus généralement, de suivre les suites données aux courriers envoyés à vos services centraux afin d'évaluer la pertinence des mesures correctives proposées dans les comptes-rendus d'évènements significatifs.



Vérification du sens de rotation des moto-ventilateurs des transformateurs auxiliaires (LGR) après le remplacement de leurs roulements

Le programme de base de maintenance préventive PB900-GEV-01 indice 1 prescrit, pour les transformateurs auxiliaires, la vérification du sens de rotation des moto-ventilateurs après les opérations de remplacement de leurs roulements.

Les inspecteurs ont demandé à consulter les dossiers d'intervention relatifs aux dernières opérations de maintenance à l'arrêt pour le transformateur 9 LGR 002 TA, y compris le dossier relatif au dernier remplacement des roulements des moto-ventilateurs de ce transformateur. Or, Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter les dossiers demandés lors de l'inspection. Les inspecteurs ont seulement consulté l'application SYGMA (système de gestion de données internes) qui précise que les dernières opérations de remplacement des roulements des moto-ventilateurs du transformateur 9 LGR 002 TA datent de décembre 2008. Cependant, l'application SYGMA ne trace pas d'opérations de vérification du sens de rotation des moto-ventilateurs suite au remplacement de leurs roulements.

Demande B6 : je vous demande de m'indiquer si le sens de rotation des moto-ventilateurs du transformateur 9 LGR 002 TA a bien été vérifié suite aux dernières opérations de remplacement de leurs roulements de 2008. Vous me fournirez les justificatifs afférents, notamment le dossier d'intervention avec les gammes renseignées.



Non-respect du mode opératoire de contrôle de la chaîne cinématique de régulation du turboalternateur LLS du réacteur n° 3

Les inspecteurs ont visité le chantier des opérations de maintenance effectuées sur le turboalternateur 3 LLS 001 TC lors de l'arrêt pour maintenance et rechargement en cours. Le mode opératoire de contrôle de la chaîne cinématique de régulation consulté indique qu'une analyse de courbe doit être réalisée préalablement au contrôle. Les courbes enregistrées au cours des essais périodiques EP LLS réalisées doivent être analysées pour vérifier qu'elles n'indiquent pas un comportement anormal ou un dysfonctionnement potentiel de la turbine. Or, la case attestant que l'analyse des courbes a bien été effectuée n'était pas cochée et le contrôle de la chaîne cinématique avait déjà débuté. Les agents présents sur le chantier ont indiqué que l'analyse préalable des courbes avait bien été effectuée, qu'aucun comportement anormal ou dysfonctionnement potentiel de la turbine n'avait été identifié suite à cette analyse et que c'est le mode opératoire qui était mal renseigné.

Demande B7 : je vous demande de me justifier que l'analyse des courbes enregistrées au cours des essais périodiques EP LLS a bien été effectuée. Vous me fournirez les justificatifs afférents.

Jeu de la chaîne de cinématique de régulation du 2 LLS 001 TC supérieur à la plage de tolérance

Le mode opératoire relatif au contrôle de la chaîne cinématique de régulation du turboalternateur de secours 2 LLS 001 TC met en évidence qu'un jeu est supérieur à la plage de tolérance. Une annotation « valeur acceptable et acceptée » a été rajoutée manuellement le 03 avril 2015. Vos interlocuteurs ont précisé qu'il s'agissait de l'analyse 2^{ème} niveau. Les inspecteurs ont noté que sur cette même page, un tampon formalise l'analyse 1^{er} niveau à la date du 07 avril 2015, date postérieure à l'analyse 2^{ème} niveau.

Par ailleurs, vos représentants ont signifié que le dépassement de la plage de tolérance de ce jeu était courant et que le jeu de l'équipement pouvait parfois être supérieur au double du jeu maximum toléré, à savoir plus d'1 mm relevé pour un maximum toléré de 0,5 mm.

Demande B8 : je vous demande de me justifier que les dépassements fréquents du jeu ne traduisent pas un signe de vieillissement de l'équipement préjudiciable ou un dysfonctionnement quelconque. Je vous demande également de me préciser la limite supérieure tolérable et, le cas échéant, de faire évoluer le mode opératoire en conséquence.

⌘

Présence de câbles électriques désaffectés

Lors de la visite de terrain, il a été constaté la présence de câbles électriques désaffectés dont l'extrémité visible n'était pas reliée à la terre dans le local L 508, au niveau 11 mètres, sur le réacteur n° 3.

Demande B9 : je vous demande de me démontrer l'absence de risques (perturbation électromagnétique ou autres...) liés au maintien sur le site de câbles électriques désaffectés.

⌘

C. Observations

C1 : Le programme de base de maintenance préventive relatif aux batteries d'accumulateurs ouvertes au plomb de type OPzS du palier CPY, référencé PB 900-AM775-10 indice 01 en date du 21 juillet 2014 et d'application à partir du 21 janvier 2015, exige pour les essais d'évaluation de l'autonomie, d'arrêter la décharge des batteries au bout de l'autonomie requise en exploitation à 15°C augmentée d'une heure. Pour les batteries qui alimentent la voie A, dont l'autonomie requise en exploitation est de 2 heures, cela correspond à des essais d'évaluation d'autonomie d'une durée minimale de 3 heures.

Les inspecteurs ont ainsi consulté les gammes des dernières évaluations de l'autonomie des batteries classées comme EIP. Ce contrôle a, entre autres, porté sur quatre batteries de type OPzS qui alimentent la voie A :

- deux batteries du réacteur n° 1 : 1 LBA 001 BT et 1 LCA 001 BT ;
- deux batteries du réacteur n° 4 : 4 LBA 001 BT et 4 LCA 001 BT.

Les documents consultés ont mis en évidence que la durée de la décharge des deux batteries du réacteur n° 4, effectuée respectivement les 13 et 14 mai 2015, était de 2h18 à 15°C. Le programme de maintenance préventive n'a donc pas été respecté.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que, pour les réacteurs n° 2 et n° 4, les conditions de réalisation de l'évaluation de l'autonomie des batteries imposées par le programme de maintenance préventive PB 900-AM775-10 indice 01 n'avaient pas été respectées étant donné que les arrêts pour maintenance et rechargement, au cours desquels sont effectués ses évaluations, avaient eu lieu en début d'année et ne permettaient pas une intégration des nouvelles règles de réalisation du contrôle de l'autonomie des batteries. Un note interne EDF référencée D4550.32-15/8164 a, par ailleurs, officialisé et donné la possibilité aux CNPE, de déroger à ces nouvelles règles de réalisation de l'évaluation de l'autonomie des batteries « *dans le cas où le planning d'arrêt ne serait pas compatible avec une telle modification* ».

Pour les deux batteries du réacteur n° 1, les essais d'évaluation d'autonomie ont bien été effectués sur une durée minimale de 3 heures et respectent donc le programme de maintenance préventive. Ces essais ont été effectués lors de l'arrêt pour maintenance et rechargement du réacteur n° 1, plus récent, qui s'est déroulé à la fin du 1^{er} semestre 2015.



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 d'en 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 de la division d'Orléans

Signé par : Pierre BOQUEL