

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2019-009773

Orléans, le 25 février 2019

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de  
Production d'Electricité de Dampierre-en-Burly  
BP 18  
45570 OUZOUER SUR LOIRE

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et 85  
Inspection n° INSSN-OLS-2019-0629 du 19 février 2019  
« Surveillance du Service d'Inspection Reconnu (SIR) »

**Réf. :** [1] Code de l'environnement, notamment ses articles L. 557-46, L. 592-19, L. 592-22, L. 593-33 et L. 596-3 et suivants  
[2] Arrêté ministériel du 20 novembre 2017 relatif au suivi en service des équipements sous pression et des récipients à pression simples  
[3] Décision n° CODEP-OLS-2016-044339 du 15 novembre 2016 portant habilitation du « Service d'Inspection des Utilisateurs » du CNPE de Dampierre-en-Burly  
[4] Décision BSEI n° 13-125 du 31 décembre 2013 relative aux services d'inspection reconnus modifiée par décision BSEI n° 15-085 du 20 octobre 2015  
[5] Guide professionnel d'élaboration des plans d'inspection approuvé par décision BSEI n° 15-047 du 20 mai 2015.

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle du respect des dispositions relatives aux équipements sous pression (ESP) implantés dans une installation nucléaire de base et précisées en référence [1], une inspection a eu lieu le 19 février 2019 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Surveillance du Service d'Inspection Reconnu (SIR) ». L'inspection a également porté sur l'examen, par sondage, du respect des dispositions de la décision en référence [4].

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 19 février 2019 du Service d'Inspection Reconnu (SIR) de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly visait notamment à contrôler, par sondage, le respect des dispositions générales de l'arrêté [2], de la décision [4] et du guide professionnel [5] ainsi qu'à vérifier diverses dispositions organisationnelles et techniques transverses de ce service.

Les inspecteurs ont ainsi plus particulièrement contrôlé les dispositions de la décision [4] relatives à l'élaboration et la mise à jour des plans d'inspection des équipements (PIE) et à la surveillance des activités sous-traitées. Cette inspection a également permis d'aborder la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) du service d'inspection.

Quelques états descriptifs d'équipements sous pression (4ASG001ZEB, 0SAR001BA et 2ABP302RE-C) ont été vérifiés suite à la visite sur le terrain concernant ces mêmes équipements.

Enfin, les inspecteurs ont procédé à une visite ciblée en salle des machines du réacteur n° 4 pour vérifier le bon état général des équipements. La présence de fuites vapeur en salle des machines a également été recherchée.

Au vu de cet examen réalisé par sondage, il ressort que les dispositions réglementaires relatives à la création et à la mise à jour des plans d'inspection fixées par les textes [2] et [5] ne sont pas systématiquement respectées puisque les inspecteurs ont constaté à plusieurs reprises un non-respect des délais réglementaires. Bien que ce constat ait été identifié par le SIR préalablement à l'inspection (dont les diverses analyses d'impacts sont également tracées au travers d'une fiche action), les actions correctives, consistant en la mise à jour des plans d'inspection des équipements concernés, doivent être rapidement engagées. Les inspecteurs ont noté que le SIR s'est fixé jusqu'à fin mai 2019 pour résorber ces retards.

Concernant les dispositions relatives à la sous-traitance et à la surveillance d'activités sous-traitées, les inspecteurs n'ont pas relevé d'anomalie dans l'application de la décision [4] sur ce thème.

Quelques écarts documentaires ont été constatés par les inspecteurs, notamment dans les états descriptifs des ESP suivants : 0SAR001BA, 2ABP302RE-C et 4ASG001ZEB.

Enfin, le contrôle effectué au niveau de la salle des machines du réacteur n° 4 a permis de mettre en évidence un bon état général des équipements ainsi que la présence de fuites vapeur dont le SIR avait connaissance.

Au regard de cet examen, l'ASN considère que l'organisation du SIR de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly est en adéquation avec les attendus réglementaires fixés par les textes [2], [4] et [5] et qu'aucune anomalie observée lors de la visite de surveillance du 19 février 2019 n'est susceptible de remettre en cause la décision en référence [3].



### **A. Demandes d'actions correctives**

#### *Mise à jour des plans d'inspection (PIE)*

L'article 13.IV de l'arrêté [2] dispose que « *le plan d'inspection est établi selon les guides professionnels ou cahiers techniques approuvés, listés en annexe 2* ».

Le guide [5], listé à l'annexe 2 précité, précise en son paragraphe 3.5 que le « *le SIR doit préciser, dans une procédure interne, les modalités de révision de ses PI* » et qu' « *après chaque inspection périodique et chaque requalification périodique, le SIR se prononce sur la nécessité ou non de réviser le PI suivant un délai ne dépassant pas 12 mois* ».

Ces exigences sont également reprises dans l'organisation de fonctionnement du SIR de Dampierre.

Dans les bilans d'arrêts établis suite à chaque arrêt de réacteur en application de l'article 18 de la décision [4], vous listez les PIE devant être mis à jour suite aux contrôles et/ou aux remplacements effectués sur des ESP lors de ces arrêts.

Les inspecteurs ont souhaité vérifier, par sondage, le respect du délai de 12 mois précité. La fiche action n° A-14566 existe pour tracer la plupart des non-respects du délai supra.

De nombreux PIE, associés à des récipients et des tuyauteries, sont concernés par l'absence de mise à jour dans les délais réglementaires.

Pour finaliser cet exercice, l'échéance retenue par le SIR est fin mai 2019. Les inspecteurs prennent note de cette échéance qui ne devra, en aucun cas, être dépassée.

Par sondage, les inspecteurs ont également relevé que les plans d'inspection des équipements 1AHP501RF et 1GSS101BA ont été mis à jour en décembre 2018 alors que la nécessité de les mettre à jour avait été identifiée dans le bilan de l'arrêt du réacteur n°1 en 2017 (qui s'est terminé en septembre 2017). Pour ces cas de figure, le SIR n'a pas respecté l'échéance des 12 mois pour mettre à jour ces documents prescriptifs.

Par ailleurs, début février 2019, vous avez procédé à la mise à jour de la fiche action précitée pour y intégrer l'absence de révisions des PIE concernant les bâches xGRV001BA et les réchauffeurs xABP301/302RE-C-F suivant le délai réglementaire de 18 mois après la parution des nouveaux guides spécifiques concernant ces systèmes élémentaires.

**Demande A1 : je vous demande de prendre désormais les dispositions organisationnelles nécessaires pour mettre à jour l'ensemble des plans d'inspection concernés selon les échéances réglementaires spécifiées dans le document en référence [5]. Vous me transmettez par ailleurs, pour fin mai 2019, les modes de preuve attestant que tous les PIE restant à mettre à jour et listés dans le corps de la fiche action A-14566 l'ont bien été suivant cette échéance.**

∞

#### Plaque d'identité des équipements xABP302RE-C

Lors de la visite de surveillance du SIR menée en 2017, l'ASN avait constaté que « *l'examen de l'état descriptif de l'équipement 2 ABP 302 RE-C a permis de mettre en évidence que celui-ci a fait l'objet en 2007 d'une intervention notable relative à la surélévation de sa température maximale admissible (TS) ; celle-ci a ainsi été portée de 137 à 160°C.* »

Ainsi, par courrier CODEP-OLS-2017-041979 du 16 octobre 2017, l'ASN vous avait demandé de « *prendre les dispositions nécessaires visant à ce que la température maximale d'utilisation figurant sur la plaque d'identification de l'équipement 2 ABP 302 RE-C soit modifiée au regard de l'intervention réalisée en 2007.* »

En réponse (courrier référencé D453317054586), vous aviez indiqué « après retour de [l'organisme habilité] et conformément à la réglementation, [le SIR reportera] sur les plaques constructeurs toutes les nouvelles TS (faisant suite à un dossier de modification). »

Lors du contrôle mené le 19 février 2019, les inspecteurs ont relevé que l'action supra n'a pas été déclinée par le CNPE au droit des réchauffeurs ABP302RE-C des réacteurs n°2 et n°4.

Vos représentants n'ont pas été en mesure d'indiquer les raisons de non déploiement des actions correctives pourtant demandées par l'ASN dans son courrier supra du 16 octobre 2017.

**Demande A2 : je vous demande de procéder, sous deux mois, aux modifications des plaques constructeurs des réchauffeurs xABP302RE-C pour y intégrer la nouvelle température maximale admissible qui a été portée à 160 °C suite à l'intervention de 2007.**

**Vous me transmettez les modes de preuve afférents.**

∞

Modes de dégradation sur l'équipement 4TEP002EX-F (échangeur du système de traitement des effluents primaires)

L'analyse de la note d'étude justificative pour l'équipement 4TEP002EX-F (référéncée D5140/NT/12.057 indice c de juillet 2017 et permettant d'aboutir au plan d'inspection) a conduit les inspecteurs à formuler les observations suivantes :

- côté faisceau de l'échangeur, le mode de dégradation par corrosion généralisée n'a pas été retenu considérant notamment que « le fluide contenu fait l'objet d'une surveillance selon les STE, les paramètres du circuit TEP transmis par la section chimie (suivi du taux d'oxygène après un arrêt pour intervention ou si l'oxygène sur TEG augmente n'ont pas fait apparaître de dégradation. Le pH n'est pas très faible (pH = 7) ». Interrogés sur le suivi que le SIR réalise pour s'assurer que l'argumentaire supra reste d'actualité pour écarter ce mode de dégradation, vos représentants ont indiqué qu'aucune action particulière de suivi n'était réalisée et que le relevé du service chimie sur ces paramètres n'était pas transmis au SIR. A défaut de suivi particulier par le SIR des paramètres supra pour garantir l'absence de corrosion généralisée dans les tubes de l'échangeur, ce mode de dégradation doit être retenu ;
- le mode de dégradation par fatigue thermique et mécanique n'a pas été retenu au motif que « la température maximale de service est de 115°C dans l'état descriptif [...] Des dégradations sont potentiellement possibles au niveau des congés de raccordement et des assemblages des tubes. Cependant, les faibles pressions, températures et débits d'exploitation, ainsi que l'absence de REX (retour d'expérience) conduisent à ne pas retenir ce mode de dégradation ». Le guide [5] précise que pour des « ESP fonctionnant à chaud à des températures supérieures à 110°C », ce mode de dégradation doit être retenu.

De plus, les arguments relatifs à un usage de l'équipement sous pression à des températures et débits d'exploitation faibles pour écarter la prise en compte de ce mode de dégradation, ne sont pas recevables dans la mesure où l'équipement est susceptible de fonctionner à une TS (température maximale admissible) et une PS (pression maximale admissible) bien plus importante que celles indiquées dans votre justification.

**Demande A3 : je vous demande de mettre à jour, au regard des éléments précités, la note d'étude justificative applicable à l'équipement 4TEP002EX-F.**

.../...

**A défaut, vous me détaillerez les dispositions complémentaires que le SIR compte mettre en œuvre pour justifier que les modes de dégradation supra ne seraient finalement pas à retenir.**



Complétude des dossiers d'exploitation incluant l'état descriptif des ESP

L'alinéa I de l'article 6 de l'arrêté [2] dispose que « *l'exploitant établit pour tout équipement fixe entrant dans le champ d'application de l'article L. 557-30 du code de l'environnement un dossier d'exploitation qui comporte les informations nécessaires à la sécurité de son exploitation, à son entretien, à son contrôle et aux éventuelles interventions. Il le met à jour et le conserve pendant toute la durée de vie de ce dernier. Ce dossier peut se présenter sous forme de documents sur papier ou numériques* ».

En application de cet alinéa, le dossier d'exploitation doit notamment contenir, « *si l'équipement a été construit selon des réglementations françaises antérieures au marquage CE ou pour les équipements néo-soumis, l'état descriptif* ».

Dans le cadre de son organisation, le SIR de Dampierre a opté pour l'utilisation de l'application informatique ECM comme étant l'archivage réglementaire.

Suite à la visite terrain réalisée le 19 février 2019, les inspecteurs ont souhaité comparer les relevés d'information qu'ils ont effectués sur les équipements suivants : 0SAR001BA, 4ASG001ZEB et 2ABP302RE-C, avec les données précisées dans les états descriptifs de ces ESP.

Ainsi via l'ECM, les dossiers descriptifs des équipements précités ont pu être consultés.

L'examen de ces états descriptifs a conduit les inspecteurs à formuler les constats suivants :

- le n° de série vu sur la plaque constructeur (29951-12) du récipient 4ASG001ZEB n'est pas le même que celui figurant sur son état descriptif (ZE-12). Les inspecteurs ont constaté que le n° de série 29951-12 figure sur le dernier compte rendu de requalification périodique de l'équipement en date du 24 juillet 2014 ; ainsi, il y a lieu de considérer que l'état descriptif de l'équipement n'est pas conforme ;
- l'état descriptif du récipient 0SAR001BA propre au CNPE de Dampierre ne figure pas dans l'ECM. En effet, l'état descriptif présent en ECM est celui de la bache 0SAR001BA installée sur le CNPE de Tricastin ;
- l'état descriptif du réchauffeur 2ABP302RE-C a permis de mettre en évidence que celui-ci a fait l'objet en 2007 d'une intervention notable relative à la surélévation de sa température maximale admissible (TS) ; celle-ci a ainsi été élevée à 160 °C. Une modification manuscrite de l'état descriptif a donc été réalisée.

Les inspecteurs ont toutefois relevé que côté faisceaux tubulaires du réchauffeur, la valeur « historique » de la TS, précisée dans l'état descriptif, était de 136°C alors que la plaque constructeur de l'équipement indiquait 134 °C. L'état descriptif antérieur n'était pas en adéquation avec les caractéristiques de fonctionnement de l'ESP précisées sur la plaque.

Par ailleurs, malgré votre choix de réaliser l'archivage des dossiers descriptif et d'exploitation des ESP uniquement en l'ECM, les inspecteurs ont tout de même constaté que cela ne semblait pas concerner l'ensemble des ESP ; en effet, il a été indiqué aux inspecteurs, que pour des considérations de confidentialité et de sécurité industrielle, les dossiers descriptif et d'exploitation de la bâche 0JPD001BA installée au niveau du bloc de sécurité (BDS) étaient archivés en version papier uniquement.

Ce constat tend à montrer que les règles d'archivage des documents afférents aux ESP ne sont donc pas harmonisées.

**Demande A4 : je vous demande, sous deux mois, de corriger les écarts précités et de vérifier que les états descriptifs d'autres ESP ne seraient pas affectés par des écarts de la même nature. Vous m'informerez des actions menées en ce sens.**

☪

Dossier d'intervention non notable de remplacement du bouchon et soudure d'étanchéité sur 1GSS303LN

L'article 30 de l'arrêté [2] dispose que « *l'organisme habilité, dans le cas de l'article 28 du présent arrêté, ou l'exploitant, dans le cas de l'article 29 du présent arrêté, établit, à l'issue des travaux et sur la base des justificatifs qui lui sont éventuellement remis, une attestation de conformité de l'intervention réalisée sur l'équipement réparé ou modifié au regard des exigences du présent arrêté.* »

Les inspecteurs ont contrôlé le dossier de soudage (intervention classée non notable au sens de l'arrêté [2]) du bouchon de purge du lecteur de niveau 1GSS303LN associé à l'équipement sous pression 1GSS302BA (bâche appartenant au système élémentaire des groupes sécheurs surchauffeurs).

Si plusieurs pièces du dossier (le dossier de suivi d'intervention, les descriptif et qualification des modes opératoires de soudage, le certificat de réception des matériaux d'apport, la qualification du soudeur, les procès-verbaux de contrôle visuel et de ressuage...) n'ont pas appelé de remarque de la part des inspecteurs, outre des coquilles de date sur le procès-verbal de contrôle visuel et sur la fiche de suivi de soudure qu'il convient de corriger, ils ont néanmoins constaté que l'attestation de conformité de l'intervention sur l'ESP supra a été établie par le réparateur et non par l'exploitant.

Cette situation constitue un écart aux dispositions de l'article 30 de l'arrêté [2].

**Demande A5 : je vous demande de corriger l'écart observé par les inspecteurs. Vous me transmettez l'attestation de conformité de l'intervention de soudage sur 1GSS303LN établie par l'exploitant.**

☪

Indisponibilité prolongée du système d'aspersion fixe du local diesel (JPD) du bloc de sécurité (BDS)

L'article 3.2.1-3 de la décision n° 2014-DC-0417 requiert que « *les moyens matériels d'intervention et de lutte internes à l'INB sont placés dans des endroits signalés, rapidement accessibles en toutes circonstances et maintenus en bon état de fonctionnement.* »

L'étude de risque incendie (ERI) du BDS (D5140/NT/09.170) précise que pour limiter les conséquences d'un incendie, « *le local diesel est équipé d'une extinction automatique au CO<sub>2</sub>* ». En effet, l'ERI précise que « *les moyens [...] d'intervention donnent au BDS un niveau de risque incendie acceptable* » dans la mesure où ils sont fonctionnels.

Lors de leur contrôle du 19 février 2019, les inspecteurs ont souhaité vérifier que la bêche 0JPD001BA, située en extérieur du BDS et contribuant au fonctionnement du dispositif d'extinction du local diesel, avait bien été mise hors pression compte tenu de la non réalisation de sa requalification périodique, appelée par l'arrêté [2], avant la butée réglementaire.

Si les inspecteurs ont bien constaté que des dispositions physiques (cadenas et condamnation administrative) ont été mises en œuvre pour mettre hors pression ladite bêche, ils ont mis en évidence que ces dispositions ont été posées le 18 septembre 2018. Depuis cette date, la protection incendie fixe du local diesel du BDS n'est donc pas fonctionnelle.

Pour pallier cette indisponibilité, l'exploitant a mis en place des moyens compensatoires jugés insuffisants par les inspecteurs ; en effet, une unique lance incendie, raccordée à un poteau, a été disposée en extérieur à côté du BDS.

Enfin et au vu des dispositions réglementaires supra, les inspecteurs ont rappelé à l'exploitant que l'indisponibilité de la protection fixe du local diesel, depuis plus de 5 mois, n'est pas une situation acceptable et ne permet pas d'assurer un niveau de maîtrise du risque incendie « *acceptable* » du BDS (cf. attendus de l'ERI de ce bâtiment).

Cette situation constitue un écart aux dispositions de l'article 3.2.1-3 précité.

**Demande A6 : je vous demande, sous deux mois, de mettre en œuvre les actions correctives nécessaires pour que le système d'extinction automatique du local diesel du BDS soit de nouveau fonctionnel.**

∞

## **B. Demandes de compléments d'information**

*Dépassement d'une condition opératoire critique limite (COCL) au niveau du barillet vapeur VVP lors du redémarrage du réacteur n°4 après son arrêt en 2018*

Le guide professionnel [5] indique « *qu'en cas de dépassement d'une COCL [...], le SIR analyse l'évènement et prescrit s'il y a lieu les dispositions nécessaires au maintien de l'équipement en exploitation ou sa mise à l'arrêt* ».

Interrogé sur les dépassements de COCL qui auraient été observés depuis début 2018, le SIR a fait notamment référence au dépassement du gradient limite de montée en température (300°C/h) au niveau du barillet vapeur lors du redémarrage du réacteur n°4 après son arrêt programmé en 2018.

Ce dépassement de COCL a été observé lors de l'essai périodique EP DIV 053 que la conduite réalise à chaque redémarrage. Dans le cas spécifique du redémarrage du réacteur n°4, cet EP a été effectué le 27 décembre 2018.

Les gradients de montée en température au niveau du barillet vapeur 4VVP001BV ont été évalués respectivement à 319,8°C sur 4VVP101MT, 331,2°C sur 4VVP102MT et 361,8°C sur 4VVP103MT.

.../...

Lors de l'inspection, vous avez précisé qu'une instruction des suites à donner à cette affaire était en cours avec l'ingénierie de site.

Potentiellement, des investigations seront à réaliser lors du prochain arrêt du réacteur n°4 au niveau des zones sensibles à la fatigue thermique du barillet vapeur pour s'assurer que ces dépassements de COCL n'ont pas eu d'impact sur le matériel.

**Demande B1 : je vous demande de me tenir informé des suites qui seront données concernant la gestion de cet écart lié aux dépassements de COCL sur le barillet vapeur du réacteur n°4. Vous me préciserez, le cas échéant, les contrôles complémentaires que vous réaliserez lors du prochain arrêt pour maintenance de réacteur n°4.**

∞

### C. Observations

#### C1 : Gestion prévisionnelle des emplois et compétences (GPEC) du SIR

L'item 6.1.1 de la décision [4] requiert que « *l'organisme d'inspection doit définir et documenter les exigences de compétence pour tous les membres du personnel impliqués dans les activités d'inspection, y compris les exigences en matière de formation initiale, de formation continue, de connaissances techniques, d'aptitudes et d'expérience.* »

Votre organisation définit bien les attendus supra ainsi que le dimensionnement en termes de personnels pour assurer le fonctionnement du service d'inspection pour répondre à la décision de reconnaissance [3]. Tous ces éléments sont repris dans la note D5140/MQ/NM/SIR.31 indice a de février 2018.

La note de dimensionnement supra est rédigée pour la période 2018-2020. Dans cette dernière, vous spécifiez en outre que le SIR doit être pourvu d'au moins 6 inspecteurs qualifiés (« cible DPN ») et « *qu'afin de garantir la pérennité de la GPEC du SIR de Dampierre, la présence d'un inspecteur en formation pépinière est nécessaire et maintenue annuellement* ».

Les inspecteurs ont consulté le fichier de la GPEC du SIR qui est établi sur une période comprise entre 2018 et 2023.

L'examen de ce fichier a conduit les inspecteurs à formuler les constats suivants :

- à la vue d'aujourd'hui pour l'année 2020, le dimensionnement du SIR ne sera pas en adéquation avec les exigences rappelées en préambule de ce paragraphe. En effet à cette période, le SIR sera composé de cinq agents qualifiés et d'un agent en formation ;
- la note de dimensionnement du SIR (SIR.31) devrait couvrir une période de 5 années au même titre que ce qui est fait sur le fichier supra ;
- pour les années 2022 et 2023, le fichier ne donne aucune perspective d'une pépinière d'agents en formation pour garantir la pérennité de la GPEC du SIR.

**Une vigilance particulière doit être portée par le SIR concernant le bon dimensionnement, en termes d'effectifs, du service d'inspection pour assurer les missions qui lui sont confiées et pour lesquelles il est reconnu par l'administration (cf. décision en référence [3]).**

.../...



**C2 : Programme de surveillance des sous-traitants du SIR**

L’item 6.4 de la décision [4] requiert que « *le service inspection doit procéder à la validation des cahiers des charges des prestations de contrôle ou de visite et réaliser périodiquement la surveillance des sous-traitants sur site ou dans les locaux des sous-traitants selon une procédure documentée. Les résultats de ces évaluations sont enregistrés.* »

Lors de l’inspection du 19 février 2019, les inspecteurs ont consulté le programme de surveillance établi annuellement par le SIR en vue de surveiller ses sous-traitants (qui sont les services du CNPE et les organismes habilités auxquels le SIR a recours).

Le programme de surveillance, établi pour 2018 (note sous assurance qualité référencée D5140/NT/18.005) a été consulté par les inspecteurs. Ce dernier fait également un bilan de la surveillance des sous-traitants menée l’année précédente.

Les inspecteurs ont noté qu’en 2017, le SIR a effectué 24 actions de surveillance sur les 25 initialement prévues. Ce résultat est satisfaisant.

Par sondage, les inspecteurs ont consulté plusieurs fiches de surveillance réalisées en 2018 par le SIR. Ces fiches de surveillance sont correctement renseignées et en cas de détection d’écarts / d’anomalies, le SIR ouvre une fiche action proposant un traitement adéquat de ces écarts / anomalies.

**C3 :** La note technique (référencée D5140/NT/03.225 indice i), relative à la surveillance en exploitation de paramètres de conception, des conditions opératoires critiques limites (COCL) sur les ESP soumis à la surveillance du SIR, demande à ce que le SIR soit « *destinataire des comptes rendus d’audits évaluant, entre autres, les activités de relevés de paramètres limites de conception et des COCL et détection d’évènements via les rondes* ».

Lors de l’inspection, il a été indiqué que cette disposition n’était pas forcément suivie par le SIR mais que généralement, tous les audits SQS (Service Qualité Sûreté), par exemple les audits DI122, sont bien transmis au SIR.

Néanmoins, le SIR a acté qu’une clarification de cette disposition devait être effectuée.

**C4 : Contrôles visuels de type B à réaliser sur les supportages de tuyauteries soumises**

Le plan d’inspection de la tuyauterie 1GCT606TYB prévoit que des contrôles visuels (de type B) sur les supports de tuyauterie soient réalisés tous les 144 mois dans le cadre des requalifications périodiques exigées par l’arrêté [2].

En amont de l’inspection, les gammes renseignées concernant les derniers contrôles visuels, visés supra et effectués sur les réacteurs n°1 et 2, ont été transmises à l’ASN. Ces contrôles ont été effectués en 2015 sur le réacteur n°1 et en 2016 sur le réacteur n°2.

Les gammes renseignées ne détaillent pas l’ensemble des vérifications visuelles à réaliser pourtant listées dans le plan d’inspection de l’équipement et également dans le mode opératoire D5140GCO96281 indice 3 de juin 2016.

Ainsi, il n'est pas possible de s'assurer *a posteriori* que telle ou telle vérification visuelle a bien été réalisée conformément au prescriptif.

De plus, le mode opératoire précité requiert que « *les contrôles et les relevés à chaud sont réalisés en température et en pression environ dans les 15 jours qui précèdent l'arrêt de la tranche pour rechargement* ». Le contrôle de la ligne 2GCT606TYB, effectué en 2016, n'a pas respecté la consigne supra ; en effet, les relevés à chaud ont été faits le 1<sup>er</sup> février 2016 alors que l'arrêt du réacteur n°2 n'a débuté que le 19 mars 2016.

Les inspecteurs ont toutefois noté que le PIE des lignes xGCT606TY B prescrit que ces vérifications visuelles peuvent être « *effectuées tranche en fonctionnement dans les trois mois qui précèdent l'arrêt* ».

Les inspecteurs suggèrent qu'une révision de ces différents documents soit réalisée pour tenir compte des constats précités.

Enfin, le mode opératoire D5140GCO96281 définit aussi les conditions dans lesquelles les relevés « *à froid* » doivent être effectués ; il est notamment précisé que ces derniers « *se font tuyauteries vides et pendant l'arrêt pour rechargement (circuit secondaire à température ambiante)* ». Or, pour les relevés à froid effectués sur le réacteur n°2 en 2016, ces derniers ont débuté le 22 mars 2016, soit 3 jours après le découplage du réacteur.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de justifier que les conditions de réalisation de ces relevés à froid avaient été effectuées conformément à l'assertion supra issue du mode opératoire.

**C5 : Liste des équipements sous pression**

Au travers des différents contrôles menés, les inspecteurs n'ont pas relevé d'anomalie sur la liste des ESP tenue à jour par le SIR. Cette dernière répond également aux dispositions de l'article 6.3 de l'arrêté [2].

**C6 : Contrôles visuels d'un support variable sur la ligne 2GCT607TY**

Les plans d'inspection des tuyauteries GCT prévoient, selon une certaine périodicité, que des contrôles visuels soient réalisés « *à chaud* » et « *à froid* » sur les supportages de ces tuyauteries.

Lors de la présente inspection, les inspecteurs se sont munis du mode opératoire D5140GCO96281 qui liste les contrôles visuels à réaliser.

Par sondage, les inspecteurs ont souhaité vérifier la conformité du support variable référencé S241, situé sur la ligne 2GCT607TYB, vis-à-vis des différents points de contrôles listés dans le mode opératoire supra. A l'issue de cette vérification par sondage, aucune anomalie n'a été décelée par les inspecteurs.

**C7 :** Sur l'équipement 4ASG001ZEB, les inspecteurs ont constaté que les poinçonnages des épreuves hydrauliques successives, réalisées respectivement en 1987, 1996 et 2006, étaient présents. Toutefois, le poinçon associé à la dernière épreuve hydraulique du 24 juillet 2014 n'a pas été observé par les inspecteurs et vos représentants.

Il convient que le SIR s'assure que ce poinçon a bien été apposé, à la suite de l'épreuve hydraulique menée en 2014, sur l'équipement.

»

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois de vos 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 mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

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

Le Chef de la division d'Orléans

Signée par : Alexandre HOULE