



DIRECTION DES CENTRALES NUCLEAIRES

Montrouge, le 9 mars 2015

Réf. : CODEP-DCN-2015-004361**Monsieur le Directeur
Division Production Nucléaire
EDF
Site Cap Ampère – 1 place Pleyel
93 282 SAINT-DENIS CEDEX**

**Objet : Réacteurs électronucléaires – EDF – Palier 1300 MWe
Réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale des réacteurs (1300 MWe)
Maîtrise du vieillissement - Fiches d'analyse du vieillissement et dossiers d'aptitude à la
poursuite de l'exploitation génériques des réacteurs du palier 1300 MWe**

Réf. : [1] Courrier EDF ENRE120021 du 24/04/2012
[2] Courrier EDF ENRE120019 du 03/05/2012
[3] Courrier EDF ENRE120056 du 26/06/2012
[4] Courrier EDF ENRE130140 du 30/05/2013
[5] Courrier ASN CODEP-DCN-2014-014235 du 04/06/2014

Monsieur le Directeur,

Conformément à l'article L. 593-18 du code de l'environnement, Électricité de France (EDF) procède dans le cadre des réexamens de sûreté à la vérification et au maintien dans le temps de la conformité des installations, compte tenu notamment des effets du vieillissement des systèmes, structures et composants (SSC).

EDF a établi une méthodologie de maîtrise du vieillissement pour ses réacteurs au-delà de 30 ans de fonctionnement dont l'objectif est de démontrer leur aptitude à poursuivre leur fonctionnement jusqu'à leur quatrième visite décennale dans des conditions de sûreté satisfaisantes, d'une part, au vu de l'état des installations lors de leur troisième visite décennale et, d'autre part, au regard de la connaissance et de la maîtrise des mécanismes et des cinétiques des modes d'endommagement associés au vieillissement.

Dans le cadre du réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale des réacteurs du palier 1300 MWe (VD3 1300), EDF propose de reconduire la démarche de maîtrise du vieillissement appliquée lors des troisièmes réexamens de sûreté des réacteurs du palier 900 MWe.

Celle-ci consiste, dans une première phase générique, à établir des fiches d'analyse du vieillissement (FAV) pour les SSCs dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté et susceptibles d'être affectés par un mécanisme de vieillissement et à vérifier si les dispositions de maintenance et d'exploitation en vigueur sont adaptées au mécanisme de vieillissement identifié. Pour chaque SSC sensible au vieillissement, c'est-à-dire pour lequel au moins une FAV mettrait en évidence que la maîtrise du vieillissement n'est pas démontrée a

priori par les dispositions courantes de maintenance et d'exploitation¹, EDF réalise une évaluation approfondie de la maîtrise de son vieillissement pour la période décennale à venir et en présente les résultats et les conclusions dans un dossier générique d'aptitude à la poursuite de l'exploitation du SSC concerné (DAPE matériel). Ce dernier précise notamment les actions en cours ou prévues destinées à maîtriser le vieillissement et les actions ou études complémentaires à réaliser pour apporter la démonstration de la maîtrise du vieillissement du SSC pour la période décennale suivante.

Dans un deuxième temps, à l'occasion de la VD3 de chaque réacteur, un DAPE de synthèse spécifique au réacteur (DAPE réacteur) est élaboré afin de démontrer la maîtrise du vieillissement de l'ensemble des SSC et l'aptitude à la poursuite du fonctionnement du réacteur pendant la période décennale suivant sa VD3. Ce DAPE réacteur est établi à partir de l'appropriation par les entités locales, responsables de l'exploitation de la centrale nucléaire, du dossier générique élaboré par les services centraux (liste des FAV, FAV et DAPE matériel génériques) et de la prise en compte des éventuelles spécificités du réacteur.

*

EDF a transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire par lettres en référence [1] et [2] les FAV génériques et par lettre en référence [3] neuf DAPE matériel génériques afin de justifier sa démarche de maîtrise du vieillissement des réacteurs du palier 1300 MWe jusqu'à leur quatrième visite décennale.

Par lettre en référence [4], EDF a communiqué le bilan du réexamen à fin 2012 des FAV génériques et leur mise à jour à la suite de ce réexamen.

Vous trouverez ci-après les conclusions de l'examen réalisé par l'ASN, avec l'appui de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), de ces documents génériques.

*

Après instruction des FAV et des DAPE génériques pour les réacteurs du palier 1300 MWe, l'ASN considère que la démonstration de la maîtrise du vieillissement de ces réacteurs jusqu'à leur VD4 est satisfaisante du point de vue générique.

Toutefois, l'ASN estime que certains mécanismes de vieillissement doivent conduire à la création de documents génériques de type FAV ou DAPE complémentaires, que certaines FAV doivent être requalifiées en statut « sensible » ou être mieux caractérisées, et que certains contrôles et procédures de maintenance doivent être complétés pour les VD3 1300.

*

Vous trouverez en annexe 1 les demandes correspondantes de l'ASN relatives aux FAV et DAPE génériques VD3 1300 relatifs aux SSCs appartenant au circuit primaire principal (CPP) et circuits secondaires principaux (CSP), et en annexe 2 celles relatives aux FAV et DAPE génériques VD3 1300 relatifs aux SSCs hors CPP/CSP.

¹ *Précisions sur le statut des FAV* : le statut 0 est associé aux cas pour lesquels les dispositions courantes d'exploitation et de maintenance sont adaptées à la maîtrise du vieillissement et pour lesquels la réparation ou le remplacement peuvent être réalisés sans anticipation importante, tant pour un mécanisme de vieillissement avéré que potentiel ;

Le statut 2 correspond aux cas où des effets significatifs du vieillissement peuvent être attendus pour la période de fonctionnement considérée, sans véritable possibilité d'action préventive et pour lesquels la réparation ou le remplacement sont difficiles ; il correspond également aux cas où les effets du vieillissement sont uniquement potentiels, sans toutefois pouvoir être exclus, mais pour lesquels la surveillance et la maîtrise du développement du mécanisme de vieillissement sont difficilement réalisables ;

Le statut 1 est un statut provisoire dans l'attente d'une instruction complémentaire pour affecter le statut 0 ou 2.

Je vous demande de prendre en compte ces demandes de l'ASN lors de la prochaine révision des FAV et DAPE génériques VD3 1300 prévue à ce jour en 2017.

Par ailleurs, l'ASN vous demande d'indiquer en quoi les éléments de réponse que vous apporterez pour les FAV et DAPE génériques VD3 1300 MWe auront un impact sur la prochaine révision, prévue en 2016, des FAV et DAPE génériques des réacteurs du palier 900 MWe qui devrait couvrir la période VD3 – VD4 +20 ans.

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

Le directeur de la DCN,

Thomas HOUDRÉ

Demandes de l'ASN FAV-DAPE CPP&CSP

A. Complétude des phénomènes de vieillissement retenus

En ce qui concerne l'exhaustivité des FAV que vous avez établies pour les composants du circuit primaire principal (CPP), l'ASN considère que les phénomènes de vieillissement suivants doivent être retenus dans votre démarche :

- le risque de corrosion des tronçons non débitants des tuyauteries auxiliaires en acier inoxydable tels que les tronçons d'injection de sécurité en branche froide, où les concentrations en espèces polluantes peuvent dépasser localement les valeurs maximales des spécifications chimiques. En effet, le retour d'expérience récent a mis en évidence ce type de dégradation sur des lignes de reprise des fuites au niveau des joints de cuve ;
- le vieillissement des raccords « BANJO » des soupapes SEBIM du pressuriseur. En effet, les deux FAV présentes pour le palier 900 MWe relatives au raccord « BANJO » ayant été classées sans objet, elles n'ont pas été reprises dans le recueil de FAV du palier 1300 MWe. Or, la dégradation constatée sur un joint de ces raccords a nécessité son remplacement sur le réacteur n°2 de Saint-Alban et l'origine de la dégradation de ce joint doit être établie.

Demande n° 1 : L'ASN vous demande de créer les FAV concernant :

- **le risque de corrosion des tronçons non débitants des tuyauteries auxiliaires en acier inoxydable, où les concentrations en espèces polluantes peuvent dépasser localement les valeurs maximales des spécifications chimiques ;**
- **le vieillissement des raccords « BANJO » des soupapes SEBIM du pressuriseur.**

B. Vieillissement thermiques des composants primaires

Plusieurs FAV de composants du CPP sont relatives au mécanisme de vieillissement thermique pour des aciers faiblement alliés maintenus pendant de très longues durées à des températures entre 300 et 600 °C. Dans la FAV P-001-07-01, en statut 2, vous considérez le vieillissement des aciers faiblement alliés comme un mécanisme avéré pour les tubulures H de sortie de la cuve. Dans la FAV P-006-01-03 relative au vieillissement thermique de la boîte à eau des générateurs de vapeur (GV) et des tubulures situées en branche chaude, en statut 0, vous considérez que le mécanisme n'est pas avéré mais pertinent. Cette FAV indique également que le GV n'est pas précurseur et renvoie aux FAV du pressuriseur. Dans plusieurs FAV relatives au vieillissement thermique des zones ferritiques des lignes d'aspersion (P-004-01-02) et d'expansion (P-004-03-02) du pressuriseur et aux liaisons dôme-virole et virole-virole (P004-05-02), en statut 0, vous considérez que le mécanisme n'est pas avéré. Pour conclure que le mécanisme de vieillissement thermique n'est pas avéré vous vous appuyez notamment sur la robustesse des zones concernées vis-à-vis du risque de rupture brutale. Or, dans votre guide méthodologique sur la maîtrise du vieillissement des tranches 900 MWe, vous indiquez le mécanisme de vieillissement thermique comme pertinent et le définissez comme le vieillissement d'un matériau sous l'effet de la température, influencé par la structure et la composition du matériau et les températures et durées de fonctionnement, donc distinct du risque de rupture brutale. Par conséquent, étant données la nature des matériaux et les conditions de fonctionnement pour les zones mentionnées précédemment, le mécanisme de vieillissement thermique doit, par cohérence avec la FAV P-

001-07-01, être considéré comme avéré et le statut des FAV correspondantes doit être révisé selon votre méthodologie.

Demande n° 2 : a) L'ASN vous demande de clarifier l'usage de la notion de mécanisme pertinent par rapport à celle de mécanisme potentiel ou avéré dans les FAV. En particulier, vous vous attacherez à distinguer l'absence de risque, type rupture brutale, de celle d'occurrence d'un mécanisme de vieillissement, type vieillissement thermique.

b) L'ASN vous demande de considérer le phénomène de vieillissement thermique des aciers faiblement alliés comme avéré pour les différents composants primaires soumis à une température de fonctionnement supérieure à 300°C et de modifier en conséquence les FAV correspondantes, notamment dans les cas où la réparation et le remplacement sont difficiles.

Par ailleurs, d'autres FAV ont été rédigées pour traiter le mécanisme de vieillissement thermique des soudures de plusieurs composants du CPP en acier inoxydable austénitique incluant des îlots de ferrite en faible proportion maintenues de manière prolongée à des températures élevées de l'ordre de 300°C (par exemple la FAV P004-09-02 pour la ligne d'expansion du pressuriseur, la FAV P008-06-02 pour les tuyauteries primaires ou les FAV P014-01-04, P014-02-04, P014-03-02, etc pour les tuyauteries auxiliaires du CPP). Vous considérez le phénomène de vieillissement thermique comme non avéré, en particulier en expliquant que ces zones ne sont pas concernées par le risque de rupture brutale. Comme expliqué précédemment, vous confondez l'analyse du mécanisme de vieillissement et l'analyse des risques engendrés par le vieillissement.

Demande n° 3 : L'ASN vous demande de considérer le phénomène de vieillissement thermique des soudures des composants du CPP en acier inoxydable austénitique maintenues de manière prolongée à des températures élevées de l'ordre de 300°C comme avéré et de modifier en conséquence les FAV correspondantes.

C. Générateurs de vapeur (GV)

Une corrosion importante a été observée près du drain central situé à l'intérieur de la boîte à eau de GV, en acier faiblement allié, par un exploitant coréen. Or, la conception de cette boîte à eau de GV est similaire à celles des GV 68/19 du palier 1300 MWe. En l'absence de l'analyse des causes de cette dégradation par cet exploitant, vous considérez que vous n'avez pas à prendre en compte ce risque pour le palier 1300 MWe et vous n'avez pas donc créé de FAV en conséquence.

Demande n° 4 : L'ASN vous demande de considérer ce REX d'endommagement comme dégradation potentielle, de créer la FAV correspondante et d'en tirer les conséquences, le cas échéant, en termes de programmes de contrôles, tout en assurant une veille aussi bien à l'international que sur les réacteurs français.

Vous avez constaté en 2011 une fissuration de corrosion sous contrainte d'orientation circonférentielle initiée en milieu secondaire sur un tube en alliage inconel 600 TT du palier 1300 MWe. La fissure est située sous la face secondaire de la plaque à tubes, à une altitude comprise entre - 10 et - 5 mm de la face secondaire.

La recherche des fissures circonférentielles dans cette zone et le bouchage des tubes concernés permettent de réduire le risque d'une rupture de tube de générateur de vapeur (RTGV) par la rupture guillotine d'un tube et son déboîtement de la plaque à tubes. EDF a présenté à l'ASN un dossier sur le risque de déboîtement d'un tube de GV et sur la zone de contrôle. Vous avez alors conclu pour les tubes de diamètre externe de 22,22 mm (GV d'origine du palier 900 MWe) qu'une hauteur de contact de 20 mm entre le tube

et un alésage de la plaque à tubes suffisait à reprendre l'effet de fond pour un transitoire de quatrième catégorie. Sur ce sujet, l'ASN n'a pas connaissance d'élément de justification pour les tubes de diamètre externe 19,05 mm des GV du palier 1300 MWe. Par conséquent, en l'absence de cette démonstration, l'ASN considère qu'une fissuration d'orientation circonférentielle d'un tube dans une zone située entre la face secondaire de la plaque à tubes et - 50 mm pourrait conduire à une RTGV par la rupture guillotine du tube et son déboîtement de la plaque à tubes.

Demande n° 5 : L'ASN vous demande de consolider votre analyse du phénomène de corrosion externe en pied de tube soit en étendant la zone contrôlée par le procédé STT/STL (deux passes de dudgeonnage au lieu d'une), soit en justifiant l'absence de risque de déboîtement des tubes en alliage 600 TT au niveau de la plaque tubulaire.

D. Groupe motopompe primaire (GMPP)

L'érosion par cavitation des aubes des roues de GMPP est un mode de dégradation avéré, constaté notamment sur le GMPP 051PO du réacteur n°2 de Flamanville. Vous retenez le statut 0 pour la FAV correspondante (P-007-50-08) en considérant les dispositions d'exploitation et de maintenance comme adaptées. Or, vous avez prévu un programme de remplacement et d'expertise de ces roues entre 2013 et 2028. Par conséquent, le statut provisoire 1 semble plus approprié compte tenu que les dispositions d'exploitation et de maintenance pourraient évoluer en fonction :

- de l'analyse de l'impact des incertitudes sur le débit lors du fonctionnement sur une seule boucle ;
- de l'analyse du cas avéré de dégradation ;
- du résultat des expertises inhérentes au programme de remplacement en cours.

Demande n° 6 : L'ASN vous demande de tenir compte des incertitudes sur le débit lors du fonctionnement sur une seule boucle dans votre analyse du risque d'érosion par cavitation des aubes des roues des GMPP du palier 1300 MWe.

De plus, compte tenu de ce complément d'analyse, ainsi que des expertises réalisées tant sur le GMPP 051 PO du réacteur n°2 de Flamanville que lors du programme de rénovation des hydrauliques, il ressort que le statut de la FAV correspondante devrait avoir le statut 1 au lieu de 0 dans l'attente de ces analyses et résultats d'expertises.

Vous avez établi une FAV (P-007-55-10) relative à la corrosion sous contrainte (CSC) des vis de fixation du guide d'eau.

Cette FAV a évolué récemment pour prendre en compte le retour d'expérience de la fissuration par corrosion sous contrainte d'une vis en acier 316 écroui de palier hydrostatique du GMPP 53PO du réacteur n°2 de Civaux, détectée en avril 2012. La FAV correspondante du palier 900 MWe (007-55-10) a également fait l'objet d'une mise à jour. Le mécanisme y est considéré comme non avéré, les dispositions d'exploitation et de maintenance comme adaptées et la difficulté de remplacement comme moyenne. Au final, le statut de la fiche est 0.

La dernière version de la FAV indique cependant que les vis seraient de nuance inoxydable 316 non écroui, tandis que vous indiquez par ailleurs que les vis de fixation de guide d'eau sont :

- sur le palier 900 MWe en Z6 CND 17-12 (A316) non écroui ;
- sur le palier 1300 MWe en Z6 CND DV 17-12 (316) écroui.

Ces différents éléments ne sont pas en accord alors que le taux d'écrouissage constitue un facteur essentiel vis-à-vis de la sensibilité à la CSC. Par conséquent, l'ASN considère qu'une mise en cohérence de la FAV doit être effectuée.

Demande n° 7 : L'ASN vous demande de mettre en cohérence la FAV relative à la corrosion sous contrainte des vis de fixation de guide d'eau du GMPP, de mettre à jour votre programme de maintenance et de faire évoluer le statut de la FAV de 0 à 1 dans le cas où ces vis seraient en acier écroui.

E. Pressuriseur

La FAV relative à la fatigue des manchettes des cannes chauffantes (P-004-07-01) présente un statut 0. En effet, vous avez réalisé de nouvelles études pour aboutir à un facteur d'amorçage de fissure par fatigue de 0,94. Les études antérieures aboutissaient à un facteur d'usage de l'ordre de 5. L'optimisation des calculs conduisant à une valeur proche de 1, la zone est donc en limite de sensibilité, et vous la classez comme concernée par le risque.

La variation du facteur d'amorçage de 5 à 1, environ, entre les deux études, témoigne de l'incertitude inhérente à ce type d'estimation. La réduction découle de modifications d'hypothèses et de la reprise des calculs en faisant appel à de nouvelles modélisations. Néanmoins, la nouvelle valeur de 0,94 du facteur d'amorçage calculée est également à considérer avec une certaine incertitude, que vous n'avez pas évaluée. Dans l'attente de l'évaluation de ces incertitudes, l'ASN considère que l'atteinte de cette valeur ne suffit pas à déclasser la zone étudiée et que la zone demeure sensible et le mécanisme avéré.

Demande n° 8 : L'ASN vous demande d'évaluer les incertitudes liées à la nouvelle modélisation qui a permis de réduire le facteur d'amorçage des manchettes de cannes chauffantes du pressuriseur.

Dans l'attente de cette évaluation, l'ASN vous demande d'attribuer le statut 2 à la FAV associée et de créer en conséquence un DAPE pour le pressuriseur du palier 1300 MWe.

Demandes de l'ASN FAV-DAPE hors CPP/CSP

F. Équipements électriques

La FAV générique P-202-02-01 concerne la dégradation de la gaine et des isolants de câbles, assurant la distribution de l'énergie ou la transmission de signaux, et soumis à des contraintes d'échauffement particulières. Le domaine d'application de cette FAV n'est pas restreint aux câbles K1². Ainsi les câbles situés hors du bâtiment du réacteur (câbles K3³) et soumis à un échauffement ou à des conditions d'humidité particulières sont également couverts par cette FAV en statut 2.

Le statut 2 de la FAV est justifié pour les câbles K3 par les points suivants :

- les mécanismes de dégradation thermiques sont identifiés mais les dégradations sont difficilement détectables par les méthodes de surveillance actuelle ;
- les mécanismes d'absorption d'eau peuvent modifier les propriétés mécaniques et électriques du polymère ;
- certains mécanismes peuvent mener à un court-circuit au niveau des liaisons de puissance (transformateurs, motorisation, notamment) ;
- un remplacement d'un nombre important de câbles K3 pourrait s'avérer coûteux et difficile (identification des parties courantes de câbles, risque de dégradation sur les matériels environnants...).

Or, malgré ce statut 2, le vieillissement des câbles K3, bien que brièvement mentionné dans le DAPE relatif aux câbles électriques situés en ambiance « points chauds » K1 (DAPE des câbles K1), n'est pas traité au sein d'un DAPE spécifique pour ces composants alors même que cela est prévu par votre méthodologie.

Par ailleurs, dans le cadre de la consultation du groupe permanent d'experts sur les orientations pour la poursuite du fonctionnement (GPO DDF), vous vous êtes engagés à mener un programme de prélèvement sur ce type de câbles.

Demande n° 9 : L'ASN vous demande que les câbles K3 fassent l'objet d'un DAPE matériel générique spécifique dans lequel devra être justifiée la maîtrise du vieillissement des câbles subissant des contraintes d'échauffement ou d'humidité particulières.

Ce nouveau DAPE matériel générique devra prendre en compte les résultats des essais sur prélèvement prévus.

La version actuelle du DAPE des câbles K1, datant de 2012, ne concerne que la partie courante des câbles K1, hors connectiques, et s'intéresse principalement à la dégradation des polymères d'isolation (pas d'évolution par rapport au DAPE des câbles K1 du palier 900 MWe).

Dans le but d'évaluer la dégradation subie par les polymères d'isolation, vous réalisez notamment des prélèvements de câbles avec une périodicité décennale (réacteur n°3 de Bugey pour le palier CP0 et réacteur n°4 de Tricastin pour le palier CPY). Le site de Paluel a été choisi comme site témoin des réacteurs du palier 1300 MWe. Les prélèvements prévus seront réalisés sur les mêmes liaisons que celles sur lesquelles ont eu lieu les prélèvements pour le palier de 900 MWe.

² Câble K1 situé à l'intérieur de l'enceinte de confinement, ayant à assurer leur fonction en toutes situations du réacteur et en cas de séisme

³ Câble K3 situé à l'extérieur de l'enceinte de confinement, ayant à assurer leur fonction en cas de séisme

Or, certaines liaisons électriques de puissance à basse tension (BT-puissance) du palier 1300 MWe sont soumises à une dose intégrée beaucoup plus importante que celles du palier 900 MWe. Par exemple, lors de la campagne de mesures des conditions d'ambiance effectuée sur le réacteur n°1 de Nogent, vous avez constaté que la dose maximale cumulée, intégrée sur une année, pour certaines localisations dans le bâtiment réacteur, pouvait atteindre 1984 Gy sur certains câbles, soit un débit de dose moyen de 0,22 Gy/h. Cette valeur est beaucoup plus élevée que celle à laquelle est soumis le câble de la vanne de régulation RCV prélevé sur Tricastin (dose intégrée mesurée sur une année de 36 Gy, soit en moyenne un débit de dose de 0,004 Gy/h). Étant donné que certaines liaisons BT-puissance sont soumises à une dose intégrée bien plus importante que celle à laquelle est soumis le câble d'alimentation des vannes de régulation RCV sur lequel vous envisagez de réaliser des prélèvements à Paluel, votre plan de prélèvements doit être modifié en conséquence.

Demande n° 10 : L'ASN vous demande d'étendre le programme de prélèvement proposé sur le CNPE de Paluel aux liaisons électriques de puissance à basse tension situées dans des conditions de débit de dose élevé (proche ou supérieur à 0,1 Gy/h).

Comme évoqué lors de l'instruction en vue de la consultation du groupe permanent d'experts sur les orientations pour la poursuite du fonctionnement, en complément au programme de prélèvements que vous avez proposé, l'ASN considère nécessaire que l'IRSN puisse disposer, à des fins d'études, d'une portion de câble vieilli sur site.

Demande n° 11 : L'ASN vous demande de mettre à disposition de l'IRSN, à des fins d'études, des échantillons de câbles K1 vieillis prélevés sur site.

Des éléments issus du retour d'expérience, antérieurs à la mise à jour des FAV pour les réacteurs du palier de 1300 MWe, mettent en évidence l'usure de connectique sur certaines motorisations menant à une augmentation de leur résistivité et à des échauffements ponctuels de liaisons électriques favorisant les courts-circuits. Cette problématique n'est pas correctement tracée dans les FAV transmises. Elle a néanmoins fait l'objet de travaux de R&D de votre part, dont les conclusions principales ont été reprises pour les câbles à haute tension. Vous indiquez que l'usure des connectiques des têtes de câbles des motorisations à haute tension est avérée mais que les effets induits seraient détectables par la mise en œuvre de mesures de température. Or, compte tenu de l'existence d'un mécanisme de vieillissement avéré et d'un moyen de détection en cours de déploiement (disposition de maintenance à adapter), les connectiques des motorisations doivent faire l'objet d'une FAV de statut 1.

**Demande n° 12 : L'ASN vous demande de suivre en exploitation l'état de dégradation des connectiques des motorisations par des mesures d'échauffement visant à assurer que, lors du démarrage des motorisations, l'âme du conducteur reste bien en deçà des critères de température définis dans le cahier des spécification technique relatif aux câbles.
A cet égard, l'ASN vous demande de créer une FAV de statut 1 pour ces matériels.**

Si le retour d'expérience concernant les mécanismes de défaillance potentiels des composants actifs et passifs est mutualisé entre paliers, le DAPE relatif au contrôle-commande est propre à chaque palier. Il traite de la rénovation prévue à l'occasion des troisièmes visites décennales, du bilan du retour d'expérience du comportement en service avec notamment le détail des actions visant à limiter les contraintes auxquelles sont soumis les équipements, des mécanismes de vieillissement identifiés au travers du retour d'expérience et des actions de recherche, ainsi que de la synthèse des principaux risques d'obsolescence et des moyens mis en œuvre pour y faire face.

En ce qui concerne les actions destinées à limiter l'échauffement et les sollicitations mécaniques, ce DAPE prévoit un certain nombre d'actions génériques. Toutefois, compte tenu de l'importance de ces

phénomènes, vu leur impact sur le vieillissement, la description faite dans le DAPE est insuffisante eu égard aux enjeux associés. Par ailleurs, un bilan annuel de l'expérience d'exploitation des cartes du contrôle-commande est réalisé. Cette stratégie peut être considérée comme adaptée afin de maintenir les cartes en conditions opérationnelles pour les situations d'exploitation nominales (hors séisme) mais l'approche proposée présente l'inconvénient de ne pas anticiper l'usure prématurée d'un composant. Ainsi, le calcul du taux de défaillance en fonction de l'âge des équipements serait utile à cet égard. De plus, la liste établie pour identifier les mécanismes de vieillissement au travers du retour d'expérience et des actions de recherche pourrait être enrichie de certaines actions d'expertise que vous et vos fournisseurs réalisez. En outre, le volet concernant les méthodes de diagnostic ne présente pas les nouvelles méthodes en cours de développement chez EDF (connectique, dérive de performances de certains composants, tests de thyristors, localisation de perte de résistivité, etc.) : ces éléments mériteraient d'être intégrés. Enfin, concernant l'identification des équipements à fort risque d'obsolescence, le DAPE identifie correctement les mesures mises en œuvre pour le contrôle-commande de niveaux 1 et 2. Cependant, vous n'avez pas identifié les instrumentations et relayages qui pourraient faire l'objet d'une obsolescence technologique et seraient, à terme, remplacés par des composants électriques programmés.

Demande n° 13 : L'ASN vous demande que, pour sa prochaine mise à jour, le DAPE du contrôle commande tienne compte des points suivants :

- **une description plus détaillée des actions mises en œuvre dans le but de limiter les sollicitations thermiques des armoires de contrôle-commande et les sollicitations mécaniques de leur connectique ;**
- **une présentation d'un calcul du taux de défaillance en fonction de l'âge des équipements pour les cartes IPS ;**
- **un enrichissement du volet consacré à l'acquisition par les données issues du retour d'expérience des actions d'expertise des cartes défaillantes menées chez vos fournisseurs et par les enseignements des expertises et essais réalisés dans le cadre de vos actions « pérennité de la qualification » et « polymères » ;**
- **un complément au volet consacré aux méthodes de diagnostic afin de donner de la visibilité sur les méthodes en cours de validation et sur leur utilisation potentielle ;**
- **l'identification des instrumentations et relayages qui pourraient faire l'objet d'une obsolescence technologique et les solutions de remplacement envisagées.**

G. Ouvrages et structures génie civil

Dans le DAPE relatif aux structures de génie civil vis-à-vis des risques de gonflement du béton, vous décrivez le phénomène chimique de la réaction sulfatique interne (RSI) et, de manière générale, la détection de cette pathologie et les principaux paramètres déclencheurs. Au cours de l'instruction, vous avez présenté le classement de sensibilité à l'égard de cette pathologie pour tous les bâtiments réacteurs du palier 1300 MWe, ainsi que la méthode et les critères de classement. Cette méthode s'appuie sur quatre paramètres : la composition du liant, le taux d'alcalins actifs du béton, l'environnement et la température maximale atteinte au cœur du béton à la prise.

La méthode d'évaluation de la sensibilité des ouvrages au risque de développement de la RSI appelle les deux remarques suivantes :

- votre méthode ne prend pas en compte les teneurs du ciment en aluminates tricalciques ($(CaO)_3(Al_2O_3)$ ou C_3A) et en trioxyde de soufre (SO_3), alors que ces molécules sont celles qui, associées à l'eau, produisent l'ettringite différée à l'origine du gonflement. La teneur des ciments en ces molécules sont des paramètres importants pour l'évaluation du risque de développement de la RSI et doivent par conséquent se rajouter aux paramètres déjà pris en compte ;
- le paramètre associé à l'environnement, à savoir l'exposition des ouvrages à l'eau, n'est pas estimé correctement. En effet, vous considérez que le risque de développement de la RSI est équivalent pour un environnement sec ou d'humidité modérée (XH1) et pour un environnement avec alternance

d'humidité et de séchage, voire d'humidité élevée (XH2) ; le risque est en revanche plus élevé pour une structure en contact permanent avec l'eau (XH3). Or, des travaux de recherche et développement menés par EDF et l'IRSN ont mis en évidence que la RSI peut se développer dans une éprouvette sans nécessairement l'immerger dans l'eau mais en la maintenant seulement dans une ambiance humide, avec un taux d'humidité de l'air proche de la saturation. En termes de risque de développement de la RSI, les classes d'exposition à l'environnement XH1 et XH2 ne peuvent donc pas être considérées comme équivalentes, alors que les classes d'exposition XH2 et XH3 peuvent l'être. Par conséquent, votre méthode de classification doit être revue.

Demande n° 14 : L'ASN vous demande de réviser votre méthode de classification des ouvrages par rapport au risque de développement de la RSI :

- **en tenant compte de la teneur du ciment en aluminates tricalciques (C₃A) et en trioxyde de soufre (SO₃) ;**
- **en considérant que le risque induit pour la classe d'environnement XH2 (exposition à une humidité élevée) est équivalent à celui induit pour la classe d'environnement XH3 (contact durable avec l'eau) et non la classe d'environnement XH1 (humidité modérée).**

Au cours de l'instruction, vous avez présenté le classement de la sensibilité à la RSI (classement OBi) pour tous les bâtiments réacteurs des paliers P4 et P'4, ainsi que la méthodologie et les critères de classement. Selon votre classement, les parties d'ouvrage présentant un risque théorique élevé à l'égard du développement de la RSI sont les radiers des enceintes des réacteurs n°1 de Penly, n°1 et 2 de Nogent et n°1 et 2 de Belleville. Or, vous précisez que la classification des autres ouvrages IPS n'est pas disponible car la méthode n'a pas été appliquée aux bâtiments autres que les enceintes de confinement. En outre, vous indiquez qu'aucune apparition du phénomène RSI n'a été détectée à ce jour sur ces ouvrages.

Par conséquent, comme seules les enceintes de confinement ont fait l'objet d'une analyse vis-à-vis du risque RSI, ceci ne permet pas de statuer sur la sensibilité à cette pathologie des autres ouvrages IPS des réacteurs du palier 1300 MWe.

Demande n° 15 : L'ASN vous demande d'étendre l'application de votre méthodologie de classement vis-à-vis du risque de RSI (classement OBi) à tous les ouvrages IPS des installations du palier 1300 MWe.

A l'issue de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs du 26/06/2013 consacrée à la thématique du confinement, l'ASN a demandé qu'EDF présente une analyse du risque d'apport d'eau extérieure pour les ouvrages classés à risque potentiel de gonflement important et très important, pour la réaction alcali-granulat (RAG) et la RSI (courrier en référence [5]). Ces éléments n'apparaissent pas dans le DAPE relatif aux structures de génie civil vis-à-vis des risques de gonflement du béton.

De même, ce DAPE doit être complété des éléments de méthodologie sur l'évaluation du risque de développement de la RSI communiqués au cours de l'instruction, et des résultats du classement qui sera effectué pour l'ensemble des ouvrages IPS.

Demande n° 16 : L'ASN vous demande d'intégrer dans le DAPE des structures de génie civil des réacteurs 1300 MWe vis-à-vis des risques de gonflement du béton :

- **la méthodologie et les critères de sensibilité à la RSI ;**
- **le résultat de ce classement pour tous les ouvrages IPS des installations du palier 1300 MWe ;**
- **la synthèse de l'analyse demandée par le courrier en référence [5] du risque d'apport d'eau extérieure pour les ouvrages classés à risque important et très important, pour la RAG et la RSI.**

Vous précisez dans la FAV relative à la RSI (P-500-01-04) que le suivi défini dans les programmes de base de maintenance préventive (PBMP) relatifs aux ouvrages de génie civil est adapté à la détection de ce phénomène et que ce risque est pris en compte dans une fiche de maintenance du génie civil (FMGC) n°27.

Cette FMGC présente notamment le logigramme décisionnel à suivre en cas de détection de défauts caractéristiques de la RAG ou de la RSI et est associée à une procédure de surveillance des ouvrages en exploitation. Toutefois, alors que le suivi des déformations de l'enceinte permet de détecter d'éventuels gonflements du béton, notamment par des mesures d'extensométrie, cette FMGC ne traite pas le cas où un gonflement serait détecté à partir des résultats de telles mesures.

Demande n° 17 : L'ASN vous demande de faire évoluer la fiche de maintenance du génie civil (FMGC) n°27 afin de préciser la procédure à suivre en cas de détection de gonflement du béton par les mesures d'extensométrie.