

Fontenay-aux-Roses, le 20 décembre 2016

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN N° 2016-00408

Objet : REP - Centrale nucléaire de Saint-Alban - INB 119

Réacteur n° 1 - Programme des travaux et contrôles prévus lors de la troisième visite décennale en 2017.

Réf. : [1] Lettre ASN - DEP/SD2/010-2006 du 17 février 2006.

[2] Décision ASN n° 2014-DC-0444 du 15 juillet 2014.

[3] Lettre ASN - CODEP-DCN-2015-023410 du 6 juillet 2015.

Conformément à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a évalué le programme des travaux et contrôles prévus en 2017 à l'occasion du 22^e arrêt pour rechargement du combustible du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Saint-Alban. Cet arrêt constitue la troisième visite décennale (VD3) du réacteur n° 1.

Cette évaluation prend en compte les éléments fournis par EDF dans son dossier de présentation de l'arrêt, dans le bilan de l'arrêt pour rechargement précédent, ainsi que les informations complémentaires apportées au cours de la réunion de présentation de l'arrêt. Elle s'appuie également sur les enseignements tirés par l'IRSN du retour d'expérience local et national.

Tout d'abord, l'IRSN signale que l'acceptabilité pour la sûreté des écarts actuellement présents sur le réacteur qu'EDF ne prévoit pas de résorber durant l'arrêt, dont la liste est présentée dans le dossier de présentation d'arrêt, n'est pas systématiquement justifiée. Ceci n'est pas conforme à la décision de l'ASN [2] relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression.

Au terme de son analyse, l'IRSN estime que le programme des travaux et des contrôles est globalement satisfaisant. Toutefois, l'IRSN a identifié certains points de nature à améliorer la sûreté qui nécessitent la réalisation d'opérations complémentaires à celles prévues par EDF.

Adresse courrier
BP 17
92262 Fontenay-aux-Roses
Cedex France

Siège social
31, av. de la Division Leclerc
92260 Fontenay-aux-Roses
Standard +33 (0)1 58 35 88 88
RCS Nanterre B 440 546 018

Contrôle du tube de transfert des assemblages combustibles

Pendant les phases de déchargement et de rechargement des assemblages combustibles, une brèche du tube de transfert entre la piscine du bâtiment réacteur et la piscine de désactivation du bâtiment combustible pourrait conduire à une vidange des piscines, dans un délai trop court pour permettre la mise en position sûre de l'assemblage en cours de manutention. Le contrôle de ce tube de transfert des assemblages combustibles représente donc un enjeu important lors des visites décennales des

réacteurs. L'exploitant devra compléter la liste des contrôles qui seront réalisés sur la VD3 du réacteur n° 1 de 2017 afin de répondre aux demandes de l'ASN [3].

Rénovation du système de protection du réacteur (RPR)

À la suite de l'intégration, lors de la VD3 sur deux réacteurs des sites de Cattenom et de Paluel, de la nouvelle version du logiciel de calcul du déséquilibre azimutal du réacteur, des dysfonctionnements de l'équipement de surveillance de la distribution de puissance (ESDP) ont été constatés.

Concernant le réacteur n° 1 de Saint-Alban, EDF a indiqué être en mesure de disposer d'une version corrigée du logiciel pour la VD3 du réacteur. **EDF doit prendre l'ensemble des mesures nécessaires permettant un fonctionnement normal de l'ESDP.**

Disjoncteurs 6,6 kV

Les disjoncteurs 6,6 kV de la centrale nucléaire de Saint-Alban sont spécifiques aux deux réacteurs de cette centrale. L'analyse du retour d'expérience montre que le nombre de défaillances des disjoncteurs 6,6 kV a considérablement augmenté depuis 2009, en particulier en 2016, sur les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Saint-Alban. EDF a identifié, sur la partie mobile de ces disjoncteurs, trois origines possibles de ces défaillances (bobines d'enclenchement/déclenchement « grillées », jeux entre pièces non conformes ou problème de rotation d'un galet).

En 2016, EDF a décliné un programme d'interventions sur certains disjoncteurs des deux réacteurs, et prévoit de réaliser des interventions complémentaires de maintenance lors du prochain arrêt du réacteur n° 1 afin d'améliorer la fiabilité des disjoncteurs 6,6 kV. Cependant, plusieurs défaillances récentes de disjoncteurs montrent que celles-ci pourraient également provenir de la partie fixe des disjoncteurs 6,6 kV. Or le programme de maintenance des parties fixes des disjoncteurs, contrairement à celui des parties mobiles, fonctionne par appareil témoin avec une périodicité pouvant atteindre 24 ans entre deux contrôles.

Selon l'IRSN, et au vu du retour d'expérience récent des défaillances des disjoncteurs, EDF doit renforcer le programme de visites des parties fixes de disjoncteurs 6,6 kV lors du prochain arrêt. **Ce point fait l'objet de la recommandation en annexe.**

Temps d'établissement de l'injection aux joints des groupes motopompes primaires (IJPP)

La perte des alimentations électriques internes et externes (PTAE) entraîne notamment la perte de l'IJPP et la perte du refroidissement de la barrière thermique des groupes motopompes primaires (GMPP). Afin d'éviter la dégradation du joint n° 1 des GMPP, et éviter à terme un découverture du cœur, une pompe, alimentée par le turboalternateur du système d'alimentation électrique 380 V secouru (TAS-LLS), établit un débit d'injection suffisant au niveau du joint n° 1 des GMPP, en moins de 120 secondes. Ce délai et le débit d'injection sont vérifiés lors de chaque arrêt pour rechargement dans le domaine d'exploitation « arrêt normal sur les générateurs de vapeur », avec une pression dans les générateurs de vapeur (GV) de 82 bar. Cet essai est affecté d'un critère de groupe A¹.

¹ Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté.

Cependant, lors de l'essai périodique de fonctionnement du système LLS à charge partielle, réalisé tous les deux mois dans le domaine d'exploitation « réacteur en production », avec une pression secondaire de 70 bar, le temps d'établissement du débit de l'IJPP, mesuré pour information par EDF, n'est pas systématiquement respecté. Aucun critère RGE n'est associé à cette mesure dans ce domaine d'exploitation.

L'IRSN considère que l'injection aux joints des GMPP doit être garantie depuis la pression minimale de 15 bar dans les GV jusqu'à la pression maximale de 82 bar.

EDF a programmé, lors du prochain arrêt du réacteur, le réglage de la tension à vide de l'alternateur, voire le remplacement de celui-ci, afin de résorber l'écart concernant le temps trop long d'établissement de l'IJPP lors de la réalisation de l'EP à charge partielle.

Les actions programmées par EDF au cours du prochain arrêt n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN. À l'issue des contrôles réalisés lors de l'arrêt, EDF devra présenter un bilan des interventions réalisées et des requalifications associées.

Enfin, l'IRSN rappelle qu'EDF doit formaliser son analyse de l'absence d'impact pour la sûreté de tout report d'intégration de modifications matérielles de l'installation au sens de l'article 26 du décret 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié.

En conclusion de son évaluation, et sous réserve de la prise en compte de la recommandation en annexe, l'IRSN considère que le programme des travaux et des contrôles prévus en 2017 par EDF, au cours de la troisième visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Saint-Alban, est acceptable.

Pour le Directeur général et par délégation,

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

Recommandation

L'IRSN recommande qu'EDF définisse, en amont du prochain arrêt de réacteur, un programme de maintenance de l'ensemble des disjoncteurs 6,6 kV du réacteur n° 1 prenant en compte le retour d'expérience récent. Ce programme, justifié par EDF sur la base principale de l'analyse des causes potentielles des défauts constatés, devra notamment comprendre un renforcement très significatif des visites prévues des parties fixes par la maintenance préventive, actuellement de type conditionnelle par appareil témoin. Ce renforcement portera à la fois sur le nombre de disjoncteurs à visiter et sur le champ des contrôles à réaliser. Les actions ainsi définies devront être réalisées au plus tard lors de la visite décennale de 2017.