

Fontenay-aux-Roses, le 24 juillet 2018

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2018-00208

Objet : Réacteur EPR de Flamanville - Exhaustivité et suffisance des essais de démarrage du réacteur

Réf. [1] Décision ASN - Décision n° 2013-DC-0347 du 7 mai 2013
[2] Lettre ASN - CODEP-DCN-2014-031467 du 7 juillet 2014
[3] Avis IRSN - 2017-00335 du 24 octobre 2017

Dans le but de s'assurer de la conformité de l'installation telle que construite aux exigences de la démonstration de sûreté et conformément aux prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) fixées par sa décision en référence [1], Électricité de France (EDF) a établi un programme d'essais pour le démarrage du réacteur EPR de Flamanville (EPR FA3) en justifiant la suffisance et la complémentarité de ce programme avec les autres contrôles et essais contribuant à la vérification de la conformité de l'installation (contrôles de fabrication et de montage, essais de qualification, essais réalisés en usine, essais particuliers réalisés sur d'autres réacteurs du même type).

Dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service de l'EPR FA3, l'ASN a souhaité recueillir l'avis de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) sur l'exhaustivité et la suffisance du programme d'essais de démarrage par la lettre en référence [2].

En réponse, l'IRSN a rendu plusieurs avis dont le dernier en référence [3], d'ordre général, émet des recommandations et observations à caractère transverse sur le programme d'essais de démarrage. Cet avis identifie notamment des insuffisances dans la prise en compte des enseignements du retour d'expérience.

Dans le cadre de la suite à donner à cet avis, il est apparu nécessaire de formaliser de façon plus détaillée le retour d'expérience sur lequel s'est appuyé l'IRSN pour formuler les recommandations n° 9 et n° 14 de son avis en référence [3].

Les éléments de retour d'expérience ayant conduit l'IRSN à émettre ces deux recommandations sont détaillés dans le présent avis.

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 8 440 546 018

Retour d'expérience sur des défaillances d'équipements de sauvegarde découvertes lors d'un fonctionnement de longue durée

La recommandation n°9 vise à demander à EDF des essais « tête de série » de fonctionnement de longue durée des groupes motopompes et électrogènes de secours et d'ultime secours non utilisés en fonctionnement normal, en tenant compte des conditions particulières de fonctionnement et des durées de mission de ces équipements.

Selon EDF, l'analyse du retour d'expérience des précédents démarrages et des anomalies détectées sur les réacteurs du parc électronucléaire en fonctionnement ne met pas en évidence de plus-value importante des essais d'endurance de longue durée réalisés sur site sur les systèmes de sauvegarde. EDF a donc considéré que les programmes standards d'essais réalisés en usine étaient suffisants pour détecter les dysfonctionnements des équipements des systèmes de sauvegarde rarement sollicités en fonctionnement normal¹. Il a donc décidé de ne pas réaliser d'essais d'endurance de longue durée sur site à l'instar de ceux qui figuraient au programme des essais de démarrage des réacteurs de 1450 MWe du palier N4. Pour mémoire, pour les réacteurs de ce palier, des équipements tels que les groupes motopompes de sauvegarde des systèmes d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion de l'enceinte de confinement (EAS), ou les groupes électrogènes de secours, ont été soumis à des essais d'endurance tête de série respectivement de 1500 heures et de 1000 heures de fonctionnement.

Dans son avis [3], l'IRSN remet en cause l'analyse d'EDF et sa décision de ne pas réaliser d'essais d'endurance sur site sur la base de sa propre analyse du retour d'expérience, détaillée ci-après.

L'IRSN relève tout d'abord que de nombreuses défaillances sur des équipements de sauvegarde ont été découvertes à l'occasion d'essais de fonctionnement de longue durée réalisés lors du premier démarrage des réacteurs du parc électronucléaire d'EDF. Les exemples suivants peuvent être cités :

- les essais d'endurance des groupes électrogènes de secours du réacteur n° 2 de 900 MWe du Bugey ont mis en évidence une mauvaise tenue mécanique des groupes qui a été confirmée sur les autres réacteurs de la centrale. Suite à ces difficultés répétées, une mise en conformité mécanique des groupes électrogènes de secours des réacteurs du palier 900 MWe CPY a été décidée ;
- des dysfonctionnements sur les paliers des pompes du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) des réacteurs de 900 MWe ont été constatés lors d'un fonctionnement de longue durée. Ce retour d'expérience a été pris en compte lors de la conception des pompes RRA installées sur les réacteurs du palier 1300 MWe de type P4 et P'4 ;
- au cours des essais d'endurance du groupe électrogène de secours de la voie A du réacteur n° 1 de Flamanville, les boulons de fixation au sol de la tuyauterie de refoulement de la pompe de graissage se sont rompus et une fuite sur une tuyauterie d'alimentation en fioul est également apparue ; ces incidents étaient provoqués par des vibrations anormales dues au mauvais supportage des tuyauteries ;
- à la suite de vibrations excessives sur des pompes du circuit d'aspersion de l'enceinte (EAS) du réacteur n° 1 de Paluel, un essai d'endurance de 2000 heures a été réalisé sur le réacteur n° 2 de St Alban en 1985. Lors de

¹ Pour les groupes motopompes, le programme standard d'essais dit d'endurance comprend un essai de fonctionnement en usine d'une durée de 400 heures d'un groupe tête de série et un essai en usine d'une durée de 20 heures des autres groupes de la même série de fabrication.

cet essai, le risque de perte de la motorisation des pompes de sauvegarde d'injection de secours basse pression (ISBP) et EAS a été jugé sérieux du fait de dilatations thermiques entraînant le soulèvement du rotor du moteur ;

- une anomalie similaire de soulèvement du rotor d'un moteur a été observée lors d'un essai d'endurance réalisé en 1989 sur la pompe EAS de la voie A du réacteur n° 1 de Fessenheim, bien que les réacteurs de 900 MWe aient été jugés moins sensibles à ce problème ;
- les essais d'endurance réalisés sur un groupe électrogène de secours du réacteur n° 4 de Cattenom ont provoqué la fissuration de plusieurs culasses. Cette avarie était due à un défaut de fabrication, le lot concerné a été identifié et les culasses ont été remplacées ;
- plusieurs anomalies ont été détectées lors de l'essai d'endurance du moteur du groupe électrogène de secours de la voie B du réacteur n° 2 de la centrale de Chooz, réalisé sur site. Les problèmes relevés concernaient notamment l'arrachement d'une prise de pression située sur la gaine d'échappement, la défaillance d'un capteur de vitesse d'ancienne génération (conduisant au remplacement du modèle de capteur sur tous les groupes électrogènes du palier N4) et l'ouverture de soupapes de sécurité sur des cylindres (ces soupapes ont été supprimées à la suite de l'essai).

En outre, l'IRSN souligne que des défaillances d'équipements (ou des événements précurseurs de défaillance) ont été constatées après un fonctionnement plus ou moins prolongé dans des conditions de fonctionnement rarement rencontrées en fonctionnement normal mais qui pourraient l'être en cas d'incident ou d'accident. C'est le cas notamment :

- des groupes motopompes du système de réfrigération intermédiaire du réacteur (RRI) du réacteur n° 1 du Blayais où un niveau vibratoire excessif a été constaté lors d'un fonctionnement des pompes RRI à un débit différent du débit normal de fonctionnement de ces pompes. Des dysfonctionnements similaires ont ensuite été observés sur les réacteurs n° 2 du Blayais et n° 1 de Cruas. Cette anomalie a conduit à modifier le supportage d'un coude de la tuyauterie d'aspiration des pompes (modification ensuite généralisée à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe CPY) ;
- des ruptures d'arbre de pompes du circuit d'eau brute secouru (SEC) qui se sont produites après respectivement 8000 heures et 9000 heures de fonctionnement sur le site de Penly. L'expertise des deux arbres rompus a conclu à une rupture par fatigue à la suite d'un fonctionnement à bas débit provoqué par l'encrassement des échangeurs SEC/RRI. Un défaut d'usure aurait favorisé l'apparition des fissures² ;
- des phénomènes vibratoires élevés (pompes ASG de la centrale Fessenheim) et de pulsation de pression (pompes ASG des réacteurs de 1300 MWe) constatés au cours d'essais dans des plages de fonctionnement de pression d'aspiration et de débit non rencontrés en fonctionnement normal ;
- des pompes et de la turbopompe ASG des réacteurs de Fessenheim dont les caractéristiques limites de fonctionnement sont atteintes en cas d'utilisation prolongée avec une température d'air extérieur élevée.

² Il peut être signalé qu'en 1980, l'arbre de la pompe de la voie B du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) du réacteur n° 1 du Blayais s'était également rompu sans que l'origine de cette défaillance ne soit identifiée.

Les constats relevés lors d'essais d'endurance en conditions estivales ont donné lieu à des modifications du système de ventilation des locaux des pompes ASG.

Enfin, des défaillances d'équipements détectées sur des réacteurs en fonctionnement ont pour origine un défaut de conception non décelé lors de leur qualification. Il peut être mis en avant les incidents³ suivants, à caractère générique sur les réacteurs de 900 MWe :

- l'incident déclaré le 9 décembre 2005, relatif aux vibrations excessives et au soulèvement par dilation thermique des moteurs des pompes RIS et EAS. La caractérisation et le traitement de cette anomalie, similaire à celle détectée dans les années 1980 sur les réacteurs de 1300 MWe, a nécessité de nouveaux essais de longue durée sur ces équipements ;
- l'incident déclaré le 16 février 2011, relatif à l'usure prématurée des coussinets de tête de bielle des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours. Les dommages observés ont été attribués à la difficulté d'identification des conditions pénalisantes de fonctionnement et à la représentativité des premiers essais de qualification. **Dans son avis [3], l'IRSN souligne que le retour d'expérience de cet incident doit être pris en compte sur l'EPR FA3.**

Ce retour d'expérience montre que si la durée de fonctionnement des essais standards de qualification sur banc d'essai appliqués aux équipements de sauvegarde de l'EPR FA3 (comprenant notamment un essai de 400 heures sur un spécimen d'une série) peut permettre de détecter les problèmes de conception les plus évidents, voire des signes précurseurs de défauts sous réserve d'expertises minutieuses, les essais de qualification sur banc présentent certaines limites, notamment :

- ils sont souvent réalisés sur des ensembles fonctionnels limités ; ainsi les essais de qualification des groupes de pompage sont réalisés sur la ou les pompes et leurs systèmes auxiliaires mais en excluant généralement l'organe moteur d'entraînement qui fait l'objet de ses propres essais de qualification ;
- les dispositions de montage de l'équipement qualifié sur banc sont différentes de celles retenues pour l'installation finale sur site (liaisons au génie civil, raccordement aux tuyauteries...) ; le comportement vibratoire de l'équipement ou de ses auxiliaires lors des essais de qualification sur banc peut donc être différent de celui de l'équipement dans sa configuration opérationnelle d'utilisation ;
- certaines conditions d'essais représentatives de conditions normales ou particulières d'exploitation ne sont pas ou sont difficilement atteignables sur un banc d'essai ;
- les essais sur banc ne permettent pas de déceler des non conformités qui sont susceptibles d'apparaître en aval notamment lors de la fabrication de certains équipements ou composants de la série ou lors du montage ou après le montage sur site.

Le retour d'expérience exposé ci-avant montre que les anomalies révélées lors des essais d'endurance réalisés sur site sont très souvent liées à des défauts de fabrication ou aux conditions de montage qui entraînent des vibrations élevées ou des problèmes d'accouplement entre composants.

³ Incidents classés au niveau 2 de l'échelle de gravité INES (International nuclear event scale).

De plus, les équipements auxiliaires ne font pas systématiquement l'objet d'essais de qualification ou de mesures vibratoires permettant d'identifier des risques de dysfonctionnement après montage. Enfin, certains phénomènes (induits par des contraintes mécaniques ou thermiques par exemple) ne peuvent apparaître qu'après une période de fonctionnement significativement plus longue ou dans des conditions particulières d'exploitation. Il est donc nécessaire que les essais de fonctionnement de longue durée des équipements de sauvegarde, rarement utilisés en fonctionnement normal, prennent en compte, autant que possible, l'ensemble des durées et sévérités de sollicitations en fonctionnement normal, incidentel et accidentel à considérer pour un équipement et ses composants⁴.

L'IRSN estime ainsi particulièrement important que des essais de longue durée et dans des conditions de fonctionnement variées (protocoles à définir) soient réalisés sur les groupes motopompes et les groupes électrogènes de secours et d'ultime secours rarement sollicités en fonctionnement normal (au moins sur un équipement tête de série).

Retour d'expérience sur des refus de manœuvre de robinets motorisés électriques

La recommandation n° 14 formulée dans l'avis [3] a pour objet de demander des compléments d'essais sur les robinets motorisés électriques (RME) de sectionnement de débit dont la fermeture est requise en fonctionnement incidentel ou accidentel. Ce complément consiste à prévoir des essais de manœuvre dans des conditions proches de celles considérées dans la démonstration de sûreté et, lorsque cela n'est pas possible, de mesurer lors d'un essai de manœuvre en débit et en pression les efforts s'exerçant sur la tige du robinet, afin de valider sa capacité de manœuvre dans des conditions pénalisantes.

Pour justifier de ne pas réaliser des essais de mesure d'effort, EDF indique que la méthode de dimensionnement des RME est robuste, qu'elle a été vérifiée à maintes reprises et qu'elle est renforcée par le processus de qualification. De plus, EDF souligne que le réglage du couple du moteur est réalisé en usine et n'est plus modifié sur site.

Or, l'IRSN rappelle que le retour d'expérience met en évidence la détection tardive de nombreux dysfonctionnements affectant les RME. C'est ainsi que les premiers refus de manœuvre sur des RME ont été détectés lors de la mise en service du réacteur n°1 de Nogent, onzième réacteur à être mis en service sur le palier de réacteurs de 1300 MWe. Ces dysfonctionnements étaient dus à des modifications de conception intervenues après le dimensionnement et la qualification des robinets, qui changeaient la répartition des débits dans les circuits et conduisaient à augmenter les différences de pressions amont et aval s'exerçant lors de la manœuvre d'un robinet. La motorisation des robinets a alors été changée.

Plus tard, lors de la mise en service du réacteur n° 2 de Penly, en 1991, des refus de manœuvre ont été constatés sur dix RME, mettant en évidence que, malgré les exigences supplémentaires définies suite aux dysfonctionnements mentionnés précédemment, la qualité des fabrications en usine, du montage, du contrôle de fin de montage et des essais préliminaires de ces organes importants pour la sûreté n'est pas suffisante pour en garantir le bon fonctionnement. À cet égard, l'IRSN souligne que les événements significatifs récemment déclarés par EDF sur l'EPR

⁴ Pour fixer des ordres de grandeur, une durée d'utilisation d'un équipement en fonctionnement post accidentel sur une durée de trois mois correspond à 2200 heures de fonctionnement. Un fonctionnement continu sur une durée d'un an correspond à une durée de fonctionnement proche de 9000 heures.

FA3 n'incitent pas à accorder plus de confiance au processus actuel d'assurance qualité de conception, de fabrication et de montage des RME qu'à ceux mis en place lors des précédents démarrages de réacteurs⁵.

Des défauts de manœuvre de RME ont également été rencontrés sur des réacteurs étrangers. Des pays comme les États-Unis, la Suède, la Corée, la Belgique et l'Allemagne ont reconnu unanimement la nécessité de disposer d'un banc de test des RME afin de mieux apprécier l'opérabilité des vannes commandées par moto-réducteur et de suivre l'évolution de leurs caractéristiques en fonction du temps ou du nombre de manœuvres. En France, EDF s'est engagé dans le développement d'un dispositif de mesure d'efforts sur les tiges des robinets motorisés dès la fin des années 1980.

Un bilan du retour d'expérience du démarrage et de l'exploitation des réacteurs de 900 MWe et 1300 MWe a permis de comptabiliser environ 380 cas de refus de manœuvre de RME. À la suite de ce constat, EDF a établi, en 1994, un référentiel de dimensionnement de la motorisation électrique et de réglage des limiteurs de couple. Toutefois, ce référentiel a dû être modifié à plusieurs reprises pour tenir compte, à partir de 2001, de l'effet de l'augmentation de la température ambiante en condition accidentelle sur les RME situés à l'intérieur de l'enceinte de confinement puis, à partir de 2009, du risque de perte d'intégrité mécanique de certains RME en cas de réglage trop élevé de leur limiteur de couple. Quelques RME sous-dimensionnés ont dû être remplacés.

Le développement de banc de test permettant de vérifier l'opérabilité des RME s'est poursuivi. Les premiers bancs utilisés sur les sites permettaient uniquement d'estimer le couple du moteur par des mesures de puissance électrique. Après un retour d'expérience de l'utilisation de ces bancs, ce contrôle a été jugé insuffisant par EDF. Un nouvel outillage de diagnostic des RME a alors été développé. Ce dernier permet de vérifier, sur la base d'un critère d'opérabilité associé à une mesure de l'effort s'exerçant sur la tige d'un robinet, que la motorisation fournit un couple suffisant pour garantir sa manœuvre en situations normale et accidentelle de fonctionnement.

Lors d'un retour d'expérience établi en 2012 après deux années d'utilisation de cet outil, EDF a constaté que dans **20 % des cas le critère d'opérabilité des RME contrôlés était inatteignable, y compris après plusieurs interventions de maintenance.**

Les causes de ce constat sont, selon EDF, les suivantes :

- certains couples de réglage des servomoteurs électriques des RME sont toujours sous-dimensionnés ;
- certaines technologies de robinets ont une conception inadéquate, notamment au niveau de leur boîte à butée ;
- certains critères d'opérabilité pourraient être trop conservatifs.

Pour y remédier, EDF a mis à jour, une nouvelle fois, son référentiel de réglage des RME et des améliorations des noix de manœuvre de certains RME ont été étudiées. Enfin, EDF a réexaminé ses critères d'opérabilité afin de dégager des marges.

⁵ En août 2017, EDF a par exemple déclaré un événement significatif relatif à la détection tardive d'écarts sérieux répétés dans la fabrication, le montage et la conservation des pompes RIS et des pompes de borication de sécurité RBS.

En conséquence, l'IRSN estime que la méthode de dimensionnement et de réglage des servomoteurs électriques n'était pas robuste au moment de la conception et de la fabrication des RME de l'EPR FA3. L'opérabilité des RME requis en condition de fonctionnement accidentel est donc à vérifier in situ lors des essais de démarrage de ce réacteur.

Conclusion

Pour l'IRSN, les éléments de retour d'expérience détaillés précédemment confirment le bien-fondé des recommandations n°9 et n°14 formulées dans son avis [3] qui concernent la réalisation d'essais de démarrage supplémentaires des groupes motopompes et électrogènes de sauvegarde ainsi que des robinets motorisés électriques de sectionnement de débit dont la fermeture est requise en fonctionnement incidentel ou accidentel.

Enfin, l'IRSN rappelle que nonobstant la réalisation sur site de ces essais de démarrage supplémentaires, la complémentarité avec les essais réalisés en amont (essais de qualification aux conditions accidentelles, essais en usine) devra être analysée pour programmer le cas échéant des essais complémentaires, tels que les essais de qualification particuliers mis au point pour valider la conception des coussinets de tête de bielle des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe.

Pour le Directeur général et par délégation,

Karine HERVIOU

Directrice des systèmes, des nouveaux réacteurs et des
démarches de sûreté