



DIRECTION DES CENTRALES NUCLEAIRES

Montrouge, le 13 mai 2016

Réf. : CODEP-DCN-2016-012568**Monsieur le Directeur du projet Flamanville 3
Centre national d'équipement nucléaire
(CNEN)
EDF
97 avenue Pierre Brossolette
92120 MONTROUGE****Objet : Réacteur de Flamanville 3 de type EPR
Conception détaillée du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG)****Réf. :** Cf. Annexe 2

Monsieur le Directeur,

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a examiné la conception du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) de Flamanville 3 (FLA3), réacteur type EPR. Ce système, constitué de quatre trains séparés et indépendants, assure, pour certaines situations accidentelles, l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (GV) et contribue à l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur. Le système ASG n'est que rarement utilisé en fonctionnement normal : à la différence de celui des réacteurs en exploitation, il n'est pas utilisé lors de phases de mise à l'arrêt ou de redémarrage du réacteur.

L'examen mené par l'ASN, avec le concours de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), a plus particulièrement porté sur les exigences et critères fonctionnels qui ont été attribués au système ASG ainsi que les exigences de conception liées à son rôle dans la démonstration de sûreté nucléaire.

Sur la base des informations disponibles dans le rapport de sûreté (RDS) présenté en appui à la demande d'autorisation de mise en service de FLA3 en référence [1] et compte tenu des positions ou actions que vous avez détaillées dans vos courriers en références [2] et [8], l'ASN considère que :

- le contenu du chapitre 6.6 du RDS, dédié au système ASG, ne présente pas fidèlement les rôles alloués à ce système, tels que décrits dans le dossier du système élémentaire (DSE) du système ASG. En effet, la liste de situations d'arrêt ou d'essais durant lesquelles le système ASG intervient n'est pas exhaustive. Plus généralement, l'ASN rappelle que, par courrier en référence [3], elle vous a fait part de ses demandes concernant, entre autres, le contenu du RDS et que ces demandes sont applicables au chapitre 6.6 ;
- le classement fonctionnel de différentes fonctions assurées par le système ASG apparaît adapté au rôle du système dans la démonstration de sûreté nucléaire ;

- la conception du système ASG répond à l'application du critère de défaillance unique active. En revanche, la défaillance unique passive considérée n'est pas le plus pénalisant des scénarios de fuite possibles ;
- certains risques de défaillance de cause commune n'ont pas été suffisamment analysés, notamment ceux résultant d'un incendie.

L'ASN considère en outre que des justifications complémentaires ou des mises à jour d'études sont nécessaires, concernant :

- le risque de défaillance des pompes de réalimentation des réservoirs (appelés « bâches ») ASG par cavitation,
- le risque de défaillance de mode commun lié au blocage des vannes de limitation de puissance,
- la surveillance de la disponibilité du système ASG,
- la protection du système ASG contre les agressions.

Vous trouverez en annexe 1 les demandes de l'ASN concernant ces différents points. L'ASN vous demande d'y répondre au plus tard le 10 juin 2016.

Par ailleurs, les risques de corrosion de la partie secondaire des GV liés aux possibilités d'utiliser une eau aérée et les dispositions prises pour gérer ce risque sont encore en cours d'analyse par l'ASN et l'organisme (APAVE) qu'elle a mandaté dans le cadre de l'évaluation de conformité des GV. L'ASN a cependant noté que vous menez une étude sur les avantages et inconvénients de la mise en place d'un dispositif de dégazage permettant l'injection d'eau dégazée dans les GV, ce qui est actuellement le cas sur les réacteurs en exploitation. **L'ASN vous demande de lui transmettre cette étude une fois qu'elle sera achevée.**

Enfin, l'ASN vous rappelle que, au cas où vous seriez amené à faire évoluer les situations et charges (cf. point 1 de l'annexe 1 à l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression) appliquées aux équipements sous pression nucléaires du système ASG, vous devrez en analyser ou en faire analyser l'impact sur leur évaluation de la conformité, que celle-ci soit achevée ou non. **L'ASN vous demande de lui transmettre cette analyse une fois qu'elle sera achevée.**

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

La directrice de la DCN,

Anne-Cécile RIGAIL

Demandes de l'ASN

A. Conception et dimensionnement

A.1. Classement mécanique

Par courrier en référence [4], l'ASN vous a demandé, pour certains matériels, de renforcer le lien entre le classement fonctionnel – qui reflète leur importance pour la sûreté – et les niveaux de qualité de conception et de réalisation mécanique. La prise en compte de cette demande aurait dû vous conduire à retenir pour le système ASG un niveau de qualité Q2, correspondant à un classement mécanique M2.

Or, pour les lignes d'injection du système ASG, vous avez retenu un classement mécanique et un niveau de conception et de réalisation (niveau de qualité Q3) inférieur à celui qui correspondrait au classement de la fonction assurée par ces matériels. En conséquence, ces équipements ont fait l'objet de contrôles supplémentaires par rapport aux contrôles de fabrication requis au titre du niveau de qualité Q3. Ils feront également l'objet d'un programme d'inspection en service renforcé.

L'ASN constate que le RDS (chapitres 3.2 et 6.6) ne reflète pas le fait qu'un niveau de qualité Q2 doit être attribué aux matériels des lignes d'injection ASG.

[Demande A.1.1] L'ASN vous demande de compléter le RDS de FLA3 en indiquant :

- dans la section 3.2.2 du chapitre 3.2 (*Classement des ouvrages, matériels et systèmes*), que les matériels du système ASG devraient relever d'un classement mécanique M2 et d'un niveau de qualité Q2, conformément à la demande de l'ASN ;
- dans la section 4.3.7 du chapitre 6.6, que les matériels qui constituent actuellement les lignes d'injection du système ASG, bien que réalisés avec un niveau de qualité Q3, ont fait l'objet de contrôles supplémentaires relevant du niveau de qualité Q2 ;
- dans la section 4 du chapitre 6.6, que les programmes de suivi en service seront réalisés en retenant le niveau de qualité Q2.

A.2 Prise en compte du critère de défaillance unique

Conformément à ce qui est prévu par les directives techniques (DT) en référence [5], le chapitre 6.6 du RDS indique que « *les fonctions du système ASG classées F1 doivent être robustes à l'application du critère de défaillance unique* » (CDU)¹ et la section 4.3.1.2 détaille comment la conception de l'ASG répond à ce critère, tant pour une défaillance active qu'une défaillance passive.

Les DT prévoient notamment que « *La défaillance unique postulée peut être active à court et à long termes ou passive à long terme (après 24 heures)... La prise en compte des défaillances passives seulement pour le long terme (après plus de 24 h) de fonctionnement des systèmes de sûreté, avec un taux de fuite supposé conventionnellement égal à 200 litres par minute jusqu'à l'isolement de la fuite, est acceptable en principe. Cependant, pour chaque système F1², des études de sensibilité doivent être réalisées pour montrer que le cas d'une défaillance unique passive à court terme (avant 24 h) de même que le cas d'un taux de fuite plus grand que 200 L/min (jusqu'à la rupture d'une tuyauterie connectée d'un diamètre intérieur de 50 mm) sont couverts par la prise en compte des défaillances uniques actives ou ne conduisent pas à un effet falaise pour ce qui concerne l'efficacité du système*

¹ CDU : Un système est conçu selon le critère de défaillance unique s'il est capable de remplir sa fonction en dépit d'une défaillance indépendante de l'événement dont la maîtrise nécessite le fonctionnement du système. La défaillance unique postulée peut être active à court terme et à long termes ou passive à long terme (après 24 heures).

² Système F1 : un système est classé F1 s'il accomplit une fonction de sûreté nécessaire pour atteindre et maintenir l'état contrôlé après un transitoire, un incident ou un accident de référence.

ainsi que les conséquences radiologiques. De plus, les fuites possibles à court terme doivent être considérées pour tous les barillets passifs. »

En ce qui concerne le respect du CDU actif, vous indiquez qu'il est obtenu par une conception d'un système disposant de quatre trains indépendants et séparés géographiquement (chaque train est dans un bâtiment « BAS »³ différent), une redondance de la fonction d'isolement assurée par la fermeture simultanée de la vanne d'isolement et de la vanne de régulation de débit, et des traversées de l'enceinte de confinement comportant un double organe d'isolement.

Pour le respect du CDU passif, vous renvoyez à la section 15.2.1 du chapitre 15 du RDS. Dans cette section, vous rappelez que le fonctionnement de l'ASG est limité à la phase court terme d'un accident et vous mentionnez avoir étudié une fuite sur une tuyauterie connectée sur le barillet en amont des pompes ASG, tuyauterie de DN⁴25. La fuite, que vous affirmez avoir postulée sur le plus gros piquage de diamètre inférieur à DN50 présent sur ce barillet, est supposée survenir dès l'occurrence de l'événement déclencheur impliquant la mise en service de l'ASG. Vous concluez que ce scénario n'est pas pénalisant car le débit maximal de fuite resterait inférieur au débit maximal non détecté d'une fuite sur le barillet en aval des pompes ASG, débit pour lequel vous avez démontré l'atteinte de l'état sûr sans arrêt de la fuite.

Les lignes de réalimentation des bâches ASG par le système de production de d'alimentation d'eau d'extinction d'incendie (JAC), connectées sur le barillet en amont des pompes ASG, sont des tuyauteries de DN100. Vous n'avez cependant pas vérifié que le système ASG est capable de remplir ses missions en cas de fuite sur l'une ces lignes.

Par ailleurs, sont également connectées au barillet en amont des pompes ASG des lignes de vidange des bâches ASG vers le système SEK⁵. Le diamètre de ces tuyauteries n'est pas précisé dans le RDS.

L'ASN vous rappelle que les DT prévoient, pour les systèmes classés F1, la réalisation d'études de sensibilité pour montrer que les conséquences d'une défaillance unique passive à court terme (avant 24 heures), de même que le cas d'un taux de fuite supérieur à 200 L/min, sont couvertes par la prise en compte des défaillances uniques actives ou bien qu'elles ne conduisent pas à un effet falaise.

[Demande A.2.1] : L'ASN vous demande de vérifier que le système ASG est capable d'accomplir ses missions malgré une fuite survenant sur une tuyauterie de réalimentation des bâches ASG par le système JAC ou sur la tuyauterie de vidange de ces bâches connectées sur le barillet situé en amont des pompes ASG.

A.3. Prise en compte du risque de mode commun en cas d'incendie

Le chapitre 4.1 (exigences de sûreté) du code ETC-F⁶ (en référence [6]) mentionne que « *les équipements des systèmes assurant des fonctions de sûreté doivent être protégés contre les effets d'un feu de telle manière qu'ils puissent assurer leur fonction, en dépit d'un incendie survenant à l'intérieur de l'INB et dont les caractéristiques sont celles de l'incendie de référence* » et « *qu'un incendie ne doit pas faire perdre plus d'un train d'un système F1* ». Selon l'ETC-F (chapitre 3, définitions), « *il y a mode commun incendie lorsqu'un incendie est susceptible d'entraîner la perte de plus d'un train de sûreté classé F1* ».

Les trains du système ASG sont situés dans des secteurs de feu (SFS) différents. Cependant, les vannes manuelles ASG 510i VD, situées entre les bâches ASG et le barillet en amont des pompes ASG, se situent dans les locaux des pompes ASG. Ainsi, un incendie dans une des divisions pourrait conduire simultanément à la perte de la pompe ASG et à la vidange d'au moins une bache ASG en cas de fuite sur cette vanne. Les

³ BAS : Bâtiment d'auxiliaires de sauvegarde. Sur le réacteur de FLA3 il y a quatre BAS.

⁴ DN : Diamètre interne d'une tuyauterie mesuré en millimètres.

⁵ SEK : système de recueil, de contrôle et de rejet des effluents du circuit secondaire.

⁶ ETC-F : recueil de règles applicables à la protection contre l'incendie, applicable au réacteur de FLA3.

barillets étant susceptibles d'être utilisés dans les situations PCC2-4⁷, un incendie affectant le local d'une pompe ASG constituerait alors un aggravant.

Sur ce sujet, dans l'analyse fonctionnelle que vous avez menée, vous considérez qu'un incendie n'affecterait ni l'intégrité ni la position des vannes car celles-ci sont situées dans les « couches froides » des locaux des pompes ASG. Les modélisations que vous avez effectuées concluent que :

- en cas d'incendie dans le local d'une pompe ASG, la température moyenne maximale dans ce local serait inférieure à 250 °C ;
- si l'incendie avait lieu dans un local adjacent au local d'une pompe ASG, cette température serait inférieure à 170 °C.

Ces températures excèdent pourtant toutes deux le seuil de 160 °C, valeur que vous reprenez comme seuil pour d'éventuels dysfonctionnements d'une vanne manuelle dans votre méthode pour l'analyse de risque des modes communs, en référence [7]. Il ne peut donc pas être conclu que les vannes ASG 510i VD seront en mesure d'assurer leur fonction en cas d'incendie dans leur local ou un local adjacent.

[Demande A.3.1] L'ASN vous demande de définir et de mettre en place des dispositions visant à garantir l'intégrité et le fonctionnement de la vanne ASG 510i VD en cas d'incendie dans son local ou dans un local adjacent.

A.4 Risque de perte des pompes de réalimentation des bâches ASG par cavitation

En cas de perte de la chaîne de refroidissement ou de perte de la source froide ultime pendant 100 heures (situations RRC-A), la réalimentation des bâches ASG depuis la bêche JAC 2120 BA est nécessaire et implique alors le démarrage manuel des pompes ASG 6210 PO ou 7210 PO. La bêche JAC 2120 BA est elle-même automatiquement réalimentée par le système de distribution d'eau déminéralisée (SER), sur atteinte d'un certain niveau d'eau défini. Par ailleurs, les futures spécifications techniques d'exploitation (STE) de FLA3 retiennent à ce jour la valeur de 2600 m³ comme volume minimal d'eau dans la bêche JAC nécessaire pour la disponibilité d'une file de réalimentation des bâches ASG.

La réalimentation de la bêche JAC par le système SER n'étant pas classée de sûreté, l'ASN considère que sa défaillance pourrait conduire à l'atteinte d'un niveau d'eau dans la bêche JAC 2120 BA ne permettant plus d'écarter le risque de cavitation des pompes ASG 6210 PO ou 7210 PO.

Par courrier en référence [8] vous indiquez que « le niveau d'eau requis par les STE pour la bêche JAC garantit le fonctionnement normal des pompes de réalimentation ASG en cohérence avec les hypothèses de conception et de dimensionnement du réacteur vis-à-vis des transitoires relevant de la démonstration de sûreté ». Dans ces conditions, vous jugez qu'« il n'y a pas de risque de cavitation des pompes de réalimentation ASG 6210 PO et ASG 7210 PO » et soulignez en outre que « l'exploitant dispose de moyens de surveillance adaptés et suffisants lui permettant de respecter cette limite de fonctionnement et d'engager la conduite à tenir prescrite par les STE en cas de dépassement de cette limite. »

[Demande A.4.1] L'ASN vous demande de justifier que le volume de 2600 m³ retenu dans les STE garantit que la valeur de NPSH⁸ disponible est supérieure à la valeur de NPSH requise pour le fonctionnement des pompes ASG 6210 PO et 7210 PO et permet ainsi d'écarter le risque de cavitation de ces pompes.

[Demande A.4.2] L'ASN vous demande de détailler les dispositions prises en exploitation permettant de garantir le maintien d'un volume minimal de 2600 m³ d'eau dans la bêche JAC 2120 BA.

⁷ Situations PCC (*Plant Condition Category*) : Conditions de fonctionnement de référence. Les PCC incluent des événements initiés par la défaillance d'un composant, la défaillance d'une fonction de contrôle commande, l'erreur d'un opérateur ou la perte de réseau.

⁸ NPSH (Net positive suction head) : En un point d'un circuit hydraulique, la valeur de NPSH mesure la différence entre la pression du liquide dans ce point et sa pression vapeur saturante.

A.5 Fiabilité du système ASG

Le démarrage du système ASG en situation de MDTG⁹ nécessite un délestage temporaire de la ventilation des bâtiments des diesels (DVD) ainsi que la limitation du débit ASG réalisée par une vanne de limitation de puissance (ASG i212 VD).

Dans le cadre de l'instruction sur la conception des groupes électrogènes diesels d'ultime secours (SBO), l'ASN vous a demandé, par courrier en référence [9], d'étudier l'impact sur la fiabilité des systèmes ASG, DVD et SBO, des dispositions mises en œuvre pour limiter la puissance appelée lors du démarrage de certains équipements de sauvegarde en examinant les conséquences de leur défaillance.

Si vous avez étudié l'impact sur la fiabilité des diesels SBO de la séquence de délestage/relestage des équipements alimentés par les diesels SBO en cas de MDTG, aucune réponse n'a encore été apportée concernant l'impact de l'ajout des vannes de limitation de puissance sur la fiabilité du système ASG.

L'ASN vous rappelle sa demande, formulée par courrier en référence [9], d'étudier les conséquences, sur la fiabilité du système ASG, des défaillances possibles des dispositions mises en œuvre pour limiter la puissance appelée lors du démarrage de certains équipements de sauvegarde.

[Demande A.5.1] L'ASN vous demande d'inclure les conclusions de ces études dans le RDS de FLA3.

Par ailleurs, selon le chapitre 6.6 du RDS, les moteurs des pompes principales du système ASG font l'objet d'une exigence de diversification afin de limiter les risques de défaillance de mode commun. Bien que les vannes de limitation de puissance ne soient *a priori* nécessaires que pour les trains 1 et 4 – seuls trains secours par les diesels SBO – vous avez étendu leur mise en place aux quatre trains afin de simplifier les actions de maintenance.

[Demande A.5.2] L'ASN vous demande de préciser les dispositions retenues pour limiter le risque de mode commun de défaillance associé au risque de blocage de ces vannes, susceptible de remettre en cause la diversification recherchée entre les trains ASG.

B. Surveillance de la disponibilité du système ASG

B.1 Configuration des équipements du système ASG

Lorsque le cœur du réacteur est refroidi par les GV, l'alimentation en eau des GV est normalement assurée par le système ARE¹⁰ ; le système ASG alors est « en attente » et sa disponibilité est surveillée par des alarmes portant sur les niveaux et températures des bâches ASG, l'état des pompes ASG et la configuration (appelée « lignage ») des vannes des barillets en amont et en aval des pompes, des vannes de limitation de puissance, des vannes de régulation de niveau et vannes d'isolement des GV.

L'ASN remarque que les vannes manuelles situées au pied des bâches ASG, celles en amont des pompes ASG et celles situées sur les lignes de débit nul des pompes ASG ne sont pas prises en compte dans l'élaboration de l'alarme « défaut de lignage du train ASG ». Lors de l'instruction, vous avez indiqué que vous procédiez à l'analyse, selon les règles définies par la directive interne d'EDF n° 77 (DI 77) en référence [10], des organes dont le maintien dans une position prédéfinie est essentiel pour la sûreté. Ainsi, lors de votre analyse préliminaire, ces vannes manuelles ont été identifiées comme susceptibles de faire l'objet de « condamnations administratives » lors de l'exploitation du réacteur.

⁹ MDTG (Manque de tension généralisé) : situation se caractérisant par la perte des alimentations électriques externes et de l'ensemble des groupes électrogènes de secours principaux.

¹⁰ Système ARE : système d'alimentation normale des GV.

[Demande B.1.1] L'ASN vous demande de lui confirmer que ces vannes feront effectivement l'objet d'une condamnation administrative en exploitation.

Par ailleurs, les études d'agressions ont mis en évidence que, en cas d'inondation ou d'incendie dans le BAS 2 ou 3, l'ouverture des vannes d'isolement inter-trains (ASG 5135 VD et ASG 5125 VD) situées dans ces BAS ne pourrait être réalisée. La position ouverte de ces vannes doit donc être garantie en exploitation. Comme la position de ces vannes est retransmise en salle de commande, leur condamnation administrative ne vous semble pas nécessaire.

Selon votre DI 77, les organes dont la position est retransmise en salle de commande n'ont pas à être condamnés administrativement si l'ensemble des critères suivants est respecté :

- *« l'opérateur est alerté en cas de changement de sa position ;*
- *l'information de position est indépendante, c'est-à-dire non regroupée avec d'autres informations ;*
- *l'information retransmise en salle de commande est celle cherchée (on ne doit pas se satisfaire de l'information « non fermé » si on doit être certain que la vanne est complètement ouverte) ;*
- *la totalité de la chaîne d'élaboration de l'alarme est testée par un EP de périodicité adaptée à son importance pour la sûreté et au moins à chaque rechargement ;*
- *en cas de changement fortuit de position d'un organe donné, l'alerte permet son retour rapide en position requise sans entraîner de dégradation important et irréversible du niveau de sûreté de la tranche. »*

[Demande B.1.2] L'ASN vous demande, dans le cas des vannes d'isolement inter-trains du système ASG situées dans les BAS, soit de justifier que l'ensemble de critères listé ci-dessus est respecté et qu'une condamnation administrative n'est donc pas nécessaire, soit de prévoir leur condamnation administrative en exploitation.

B.2 Autonomie en eau du système ASG

Le système ASG est dimensionné pour pouvoir faire face à un accident de rupture d'une tuyauterie d'eau d'alimentation (RTE) avec un événement aggravant conduisant à l'indisponibilité d'un train du système de borication de sécurité (RBS) et d'un train du système de décharge à l'atmosphère (VDA). Dans cette situation, la totalité du volume d'eau des quatre bâches ASG est disponible après ouverture du barillet à l'aspiration des pompes.

Dans l'hypothèse d'un accident de RTE alors qu'une pompe ASG est en maintenance préventive sur le train 1 ou 4, deux trains RBS disponibles mais avec un événement aggravant conduisant au blocage en position fermée de la vanne d'aspiration sur le barillet en amont des pompes ASG sur le train en maintenance, uniquement trois bâches ASG seraient disponibles. Vous estimez qu'un tel scénario n'est pas à postuler car, selon les futures spécifications techniques d'exploitation (STE) applicables lorsque le réacteur fonctionnera en puissance, lorsqu'une pompe ASG est en maintenance préventive, la vanne correspondante du barillet à l'aspiration des pompes devra être ouverte. Vous considérez donc que cet événement aggravant n'est pas à retenir et que, en conséquence, la quatrième bache ASG reste utilisable.

[Demande B.2.1] L'ASN vous demande détailler les dispositions organisationnelles prévues visant à garantir la position ouverte de la vanne d'aspiration sur le barillet en amont d'une pompe ASG faisant l'objet d'une opération de maintenance.

Références

- [1] Lettre du Président Directeur Général d'EDF du 16/03/2015
- [2] Lettre EDF D305116004313 du 16/02/2016
- [3] Lettre ASN CODEP-DCN-2015-010163 du 12/06/2015, relative à la complétude et suffisance du dossier d'autorisation de mise en service du réacteur n° 3 de Flamanville
- [4] Lettre ASN CODEP-DCN-0438-2009 du 20/11/2009 relative au classement de sûreté des ouvrages, matériels et systèmes du réacteur n° 3 de Flamanville
- [5] Directives techniques pour la conception et la construction de la prochaine génération de réacteurs nucléaires d'eau sous pression, octobre 2000
- [6] Code ETC-F indice G de juillet 2006
- [7] Note EDF ENGSIN100255 « Méthode pour l'analyse de risque incendie (ARI) des modes communs » indice A du 27/06/2012
- [8] Lettre EDF D305116019934 du 16/03/2016
- [9] Lettre ASN CODEP-DCN-2014-037896 du 28/10/2014 relative à la conception des groupes électrogènes d'ultime secours du réacteur n° 3 de Flamanville
- [10] Note technique EDF D4550.31-09/2728 Directive interne DI 077 « Condamnation administratives » indice 3 du 30/03/2012