

Monsieur le Directeur de la direction des centrales nucléaires

Fontenay-aux-Roses, le 16 juillet 2026

AVIS D'EXPERTISE N° 2026-00080 DU 16 JUILLET 2026

Objet : EDF – REP – EPR – Visite complète n° 1 – Avis n° 2 – Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation associés à la visite complète n° 1.

Références : [1] Saisine ASNR – CODEP-DCN-2025-054386 du 3 septembre 2025.
[2] Avis d'expertise n° 2026-00003 du 15 janvier 2026.
[3] Avis IRSN n° 2022-00182 du 1^{er} septembre 2022.
[4] Courrier ASN - CODEP-DCN-2023-015520 du 13 juillet 2023.

Compte tenu du retour d'expérience des essais de démarrage de l'EPR de Flamanville, de la réalisation d'essais sur simulateur et pour répondre à certaines demandes émises par l'Autorité de sûreté nucléaire, EDF a prévu de déployer des modifications matérielles et des évolutions de la conduite incidentelle et accidentelle lors de la « visite complète n° 1 » (VC1) du réacteur n° 3 du CNPE¹ de Flamanville (EPR FA3), actuellement planifiée en septembre 2026.

Pour ce faire, EDF a déposé, pour le réacteur EPR FA3, un dossier d'amendement (DA) comprenant des modifications soumises à l'autorisation de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). Ce dossier comprend des modifications matérielles et intellectuelles, auxquelles sont associées des modifications documentaires relevant des chapitres III², VI³ et IX⁴ des règles générales d'exploitation (RGE), ainsi que des modifications temporaires des STE.

Compte tenu de l'incomplétude du DA initialement déposé et de la mise à jour de certains documents du dossier initial, l'expertise de ce DA a été scindée en deux avis en fonction de la disponibilité des éléments d'EDF.

Par le courrier en référence [1], la Direction des centrales nucléaires de l'ASNR sollicite l'avis de la Direction de l'expertise en sûreté de l'ASNR sur l'acceptabilité, sur le plan de la sûreté, des modifications mentionnées ci-après, qui n'avaient pas été examinées dans le premier avis [2], à savoir :

- la modification du contrôle-commande de sûreté et son impact sur les chapitres III et IX des RGE ;
- la modification du contrôle-commande standard ;
- la fiabilisation de la fonction de réinjection des effluents du système EVU⁵ dans le bâtiment réacteur en situation d'accident grave et son impact sur les chapitres III et IX des RGE ;

¹ CNPE : Centre Nucléaire de Production d'Électricité.

² Spécifications techniques d'exploitation (STE).

³ Conduite incidentelle et accidentelle (CIA).

⁴ Essais périodiques (EP).

⁵ Système d'évacuation ultime de la chaleur du bâtiment réacteur.

- le remplacement des échangeurs RRI⁶/SEC⁷ et son impact sur les chapitres III et IX des RGE ;
- l'ajout de boremètres sur le système d'injection de sécurité (RIS) et son impact sur les chapitres III, VI et IX des RGE.

Par ailleurs, les travaux associés à la réalisation d'un certain nombre de modifications déployées dans le cadre du DA VC1 nécessitent la mise en œuvre d'une modification temporaire des STE (MT STE), dite DMT « Chapeau », nécessaire à la coupure de tableaux électriques, examinée également dans le cadre du présent avis.

1. MODIFICATION DU CONTRÔLE-COMMANDE DE SÛRETÉ

Le contrôle-commande de sûreté de l'EPR FA3 est constitué de plusieurs systèmes élémentaires. Parmi ceux-ci, le système RPR est le système d'instrumentation et de contrôle-commande qui contribue à la maîtrise de la réactivité, à l'évacuation de la puissance résiduelle et au confinement des substances radioactives, et le système RGL est celui qui réalise les actions de limitation, de surveillance et de régulation des paramètres du cœur du réacteur. Le système RPR comprend plusieurs sous-systèmes dont le système de protection (PS).

La modification en objet regroupe un ensemble de modifications du contrôle-commande de sûreté ayant un impact sur les systèmes RPR et RGL. En particulier, la modification intègre les impacts, sur les matériels et les logiciels applicatifs du contrôle-commande, des modifications matérielles réalisées dans le cadre de la VC1, ainsi que d'autres évolutions ayant pour objectif de résorber certains écarts de conception et de prendre en compte le retour d'expérience.

Une des évolutions introduites dans le système de protection concerne la fonction de protection anti-dilution (PAD) qui vise à limiter les conséquences d'une dilution homogène du circuit primaire initiée dans les états en puissance ou les états d'arrêt avec les pompes primaires en service. Cette fonction de protection repose sur un algorithme de calcul de la concentration en bore du circuit primaire, effectué à partir de la concentration en bore mesurée par le boremètre installé sur la ligne de débit de charge du circuit de contrôle volumétrique (RCV), du débit d'eau circulant dans cette ligne et de la concentration en bore du circuit primaire calculée au cours du pas de temps précédent.

La concentration en bore du circuit primaire ainsi estimée, appelée par la suite « CB PAD », est ensuite comparée à un seuil de protection, qui tient notamment compte de l'incertitude de la mesure du débit dans la ligne de charge RCV. Or, plus le débit dans la ligne de charge RCV est faible, plus l'incertitude relative du capteur de débit augmente. Actuellement, sur l'atteinte d'un débit minimal dans la ligne de charge, la PAD est considérée indisponible et une alarme « bas débit RCV » a été créée pour surveiller l'atteinte de cette limite.

Dans le cadre de ce dossier, EDF propose une modification de l'algorithme de calcul de la concentration en bore du circuit primaire afin de maintenir l'efficacité de la PAD, même en cas de bas débit dans la ligne de charge RCV. Elle consiste à adapter l'algorithme de calcul, lorsque le débit dans la ligne de charge RCV devient inférieur au débit minimal défini, de sorte que la valeur de la « CB PAD » soit sous-estimée, ce qui est conservatif au regard du risque de dilution.

Afin de réduire le risque d'apparition prolongée d'une valeur de « CB PAD » sous-estimée en salle de commande, EDF a modifié la conduite associée à l'apparition de l'alarme « bas débit RCV » et a établi un ensemble de critères permettant, d'une part, d'identifier les situations nécessitant une réinitialisation manuelle de l'algorithme, d'autre part, de s'assurer que les conditions de fonctionnement requises pour cette réinitialisation sont satisfaites. De plus, EDF a conditionné l'acquittement de l'alarme à la restauration d'une valeur de « CB PAD » représentative de la concentration en bore réelle du circuit primaire.

Au regard des engagements pris par EDF à la fin de l'expertise, **la Direction de l'expertise en sûreté estime que la modification de l'algorithme de calcul de la « CB PAD » ne constitue pas une régression en matière de sûreté.** Cependant, la Direction de l'expertise en sûreté souligne que cette modification engendre une

⁶ Système de réfrigération intermédiaire.

⁷ Système d'eau brute secourue.

complexification notable de la conduite normale lors de l'apparition de l'alarme « bas débit RCV », en raison des actions complémentaires qu'elle requiert. **À cet égard, la Direction de l'expertise en sûreté estime qu'il conviendrait de disposer d'un REX d'exploitation global de la gestion de cette alarme pour vérifier la pertinence de cette modification.**

Le système de protection du réacteur (PS) est le système de contrôle-commande classé⁸ au plus haut niveau de sûreté qui héberge entre autres les fonctions de protection et de sauvegarde les plus importantes pour la sûreté (F1A). Il doit donc être développé, vérifié et validé selon les exigences correspondant à ce niveau. En particulier, comme il est réalisé avec une technologie à base d'automates programmés, la qualité de développement de son logiciel doit être évaluée, afin d'assurer le respect des principes et règles qui permettent, lors de la conception, d'éviter d'introduire des défauts, et de détecter les éventuels défauts résiduels. Les modifications introduites pour la VC1 conduisent à une nouvelle version du logiciel applicatif⁹ du PS. La réalisation de cette version a suivi le processus de développement mis à jour par EDF pour la VC1 afin d'intégrer les axes d'améliorations identifiés au cours des expertises précédentes pour renforcer les activités de vérification et de validation. **La Direction de l'expertise en sûreté considère que ce nouveau processus est satisfaisant.**

Concernant la mise en œuvre de ce processus de développement, de vérification et de validation, la Direction de l'expertise en sûreté note en particulier qu'EDF a amélioré la couverture des tests pour les modules du logiciel applicatif du PS qui ont été modifiés pour la VC1. Si la Direction de l'expertise en sûreté note avec satisfaction la proposition d'EDF d'étendre cette amélioration aux autres modules du logiciel applicatif du PS qui gèrent des fonctions F1A, EDF ne prévoit de réaliser cette extension que lors de la prochaine visite décennale. **Eu égard au niveau de qualité attendu pour le système de protection, la Direction de l'expertise en sûreté considère, notamment pour les modules identifiés comme les plus complexes par EDF, qu'une échéance plus proche devrait être retenue.**

Concernant les autres activités de vérification et de validation expertisées ainsi que les résultats obtenus, la Direction de l'expertise n'a pas de remarque.

La mise à jour logicielle du contrôle-commande de sûreté, prévue lorsque le combustible sera complètement déchargé du réacteur, sera réalisée en plusieurs phases au cours desquelles des fonctions de sûreté requises par les STE seront rendues indisponibles, nécessitant une modification temporaire des STE. Toutefois, EDF prévoit un ensemble de mesures permettant de limiter les risques induits par ces indisponibilités. **La Direction de l'expertise en sûreté estime donc acceptable, du point de vue de la sûreté, la modification temporaire des STE présentée par EDF.**

La Direction de l'expertise en sûreté estime que les évolutions pérennes du chapitre III des RGE et des programmes des essais périodiques (PEP) du chapitre IX des RGE associées à la présente modification sont acceptables. Toutefois, une évolution du chapitre IX du système RPR appelle la remarque suivante de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.

EDF met à profit le présent DA pour mettre en cohérence le PEP du système RPR avec celui du système LHx. En effet, en 2019, EDF avait constaté que le réglage in situ du seuil de fréquence élaborant le signal « Diesel LHx prêt pour couplage », qui initie la séquence de couplage des diesels principaux¹⁰ sur les tableaux électriques secourus, était légèrement supérieur à celui prévu à la conception. EDF avait alors choisi de conserver ce réglage et de modifier le PEP du système LHx en conséquence, mais n'avait pas mis en cohérence le PEP du système RPR.

Eu égard au contrôle du signal « Diesel LHx prêt pour couplage » vérifié dans le chapitre IX des RGE dont le critère est l'atteinte du signal en moins de 15 secondes après le démarrage du diesel, la Direction de l'expertise en sûreté a noté que ce dernier ne couvre pas toute la séquence de couplage. En effet, le rapport de sûreté de

⁸ L'objectif du classement de sûreté est de contribuer à travers la conception, le développement, la fabrication et l'exploitation, à la qualité des systèmes et équipements participant à la sûreté de la tranche.

⁹ Par opposition au logiciel système de l'automate, qui n'est pas impacté par la VC1, et dont l'expertise réalisée avant la mise en service de l'EPR FA3 n'est pas remise en cause.

¹⁰ Les groupes électrogènes diesels permettent le secours des tableaux électriques secourus 6,6 kV et sont associés au système LHx (avec x = P, Q, R et S).

l'EPR considère un délai maximal de 15 secondes pour la séquence complète du démarrage du diesel jusqu'au couplage effectif, et pas seulement jusqu'à l'obtention du signal précité.

À l'issue de l'expertise, EDF s'est engagé à réaliser, pour la fin du mois de juillet 2026, une analyse portant sur l'adéquation du critère « Diesel LHx prêt pour couplage » vérifié dans le cadre des essais périodiques du chapitre IX des RGE par rapport à la démonstration de sûreté. **Plus globalement, la Direction de l'expertise en sûreté estime qu'il appartient à EDF de démontrer, dans les meilleurs délais, la pertinence et l'exhaustivité des EP prescrits à ce jour vis-à-vis du temps de couplage des diesels sur les tableaux secourus tel que requis dans la démonstration de sûreté.**

Enfin, malgré les différents points ayant appelé les remarques mentionnées supra, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la réalisation et l'exploitation de la modification du contrôle-commande de sûreté, telle que soumise à autorisation et complétée au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de régression pour la sûreté.

2. CONTRÔLE-COMMANDE STANDARD

La modification du contrôle-commande standard (CCS) comporte plusieurs types de modifications :

- des corrections afin de prendre en compte le retour d'expérience des essais réalisés sur simulateur et sur site et de résorber les erreurs de spécification identifiées par EDF ;
- l'intégration des évolutions du contrôle-commande induites par les modifications matérielles programmées pendant la VC1 ;
- une mise à jour des quatre postes opérateur en salle de commande.

Pour ce faire, EDF réalisera tout d'abord des modifications logicielles (dites « SW » pour software), puis des modifications matérielles (dites « HW » pour hardware) dans les armoires du contrôle-commande de l'îlot nucléaire (KCO) et de l'îlot conventionnel. La stratégie d'EDF pour l'intégration des modifications SW consiste à mettre à jour la nouvelle base de données SW des automates CCS sur les quatre divisions électriques¹¹ dans le domaine d'exploitation RCD¹².

L'intégration des modifications SW sur l'ensemble des armoires du système KCO nécessite la coupure de ces armoires, ce qui provoque l'indisponibilité de certains matériels et d'informations requis au titre des chapitres II¹³ et III des RGE et nécessaires notamment à l'évacuation de la puissance résiduelle émise par les assemblages de combustibles entreposés dans la piscine de désactivation. À cet égard, EDF propose de modifier temporairement les chapitres II et III des RGE, sous couvert de mesures compensatoires. En particulier, EDF a regroupé, en fonction notamment de l'impact de leur coupure sur la sûreté, les armoires du système KCO en différents lots. Les modifications logicielles des armoires d'un lot seront réalisées simultanément et la pleine disponibilité de ces armoires devra être retrouvée avant d'intervenir sur le lot d'armoires suivant. **La Direction de l'expertise en sûreté a expertisé les mesures compensatoires mises en œuvre par EDF et considère acceptable, du point de vue de la sûreté, la demande de modification temporaire des RGE formulée par EDF.**

La mise à jour simultanée du CCS sur les quatre divisions conduit à une situation transitoire durant laquelle la version du logiciel déployée, qui intègre les seuils de protection prévus d'être modifiés dans le cadre du déploiement des modifications « remplacement des échangeurs RRI/SEC » et « ajout des boremètres RIS », ne sera pas en adéquation avec l'installation tant que les modifications n'auront pas été réalisées. Afin de gérer cette situation transitoire, à l'issue de la mise à jour des armoires de contrôle-commande, les seuils concernés seront modifiés temporairement jusqu'à la réalisation des modifications concernées. **Ce point n'appelle pas de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.**

Les modifications HW consistent principalement à raccorder ou à déconnecter des câbles entre les armoires de contrôle-commande et à ajouter des cartes d'entrées/sorties et des modules de distribution de signaux dans les

¹¹ Les tableaux électriques secourus de l'EPR sont répartis en quatre divisions indépendantes.

¹² RCD : réacteur complètement déchargé.

¹³ Le chapitre II des RGE est relatif aux agressions.

armoires de contrôle-commande. Ces modifications seront réalisées pendant la VC1 en fonction des plans de coupures électriques des armoires prévus dans la DMT « chapeau » (cf. § 6) qui couvre la majeure partie des modifications prévues pendant la VC1.

Les modifications SW sont développées et testées sur une plateforme avant leur intégration sur site, ce qui permet de limiter les risques, notamment les erreurs de programmation in situ. À l'issue de la mise à jour du CCS sur site, EDF prévoit des essais de requalification, qui permettront de vérifier l'intégralité des nouveaux signaux transitant entre les armoires de contrôle-commande ainsi que le bon fonctionnement des cartes d'entrées et de sorties ajoutées. Ces essais permettront ainsi de valider les modifications HW. Par ailleurs, au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à compléter ces essais en testant les signaux relatifs à la fonction de sureté de démarrage automatique des diesels d'ultime secours non concernés par la modification, mais susceptibles d'être impactés par inadvertance lors des modifications de câblage dans les armoires hébergeant cette fonction, ce qui est satisfaisant.

Enfin, EDF s'est engagé à présenter, à l'issue de la VC1, les éventuelles non-conformités de programmation découvertes durant la VC1 et le retour d'expérience qui est en tiré, ce qui est satisfaisant.

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la réalisation et l'exploitation de la modification du contrôle-commande standard, telle que soumise à autorisation et complétée au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de régression pour la sûreté.

3. FIABILISATION DE LA RÉINJECTION DES EFFLUENTS EVU DANS LE BÂTIMENT RÉACTEUR EN SITUATION D'ACCIDENT GRAVE

En situation d'accident grave (AG), le système d'évacuation ultime de la chaleur (EVU) du bâtiment réacteur (BR) a pour rôle d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte afin de limiter la pression dans le BR et d'assurer le confinement des substances radioactives, via notamment le noyage de la zone d'étalement du corium¹⁴. Le système EVU est composé de deux trains indépendants qui sont nécessaires, durant les 15 premiers jours de l'AG, pour évacuer la puissance résiduelle ; au-delà de 15 jours, un seul train EVU est requis sur une durée minimale d'un an.

Pour assurer la fonction d'évacuation de la puissance résiduelle sur le long terme en AG, des actions de maintenance ou de réparation d'un train EVU potentiellement défaillant sont prévues. Afin de maintenir des conditions d'ambiance dans les locaux compatibles avec l'accessibilité et la qualification des matériels de l'EVU, les effluents présents dans les locaux EVU en AG, provenant notamment des fuites sur le système EVU, sont collectés et réinjectés dans le BR.

Actuellement, cette fonction de réinjection est assurée, sur chaque train, par une pompe mobile permettant de réinjecter, dans le BR, les effluents présents dans le puisard du système de purge et des événements du réacteur (RPE). Toutefois, cette disposition nécessite d'arrêter un train EVU, et une intervention humaine est nécessaire pour mettre en place et manœuvrer la pompe alors que les débits de dose sont élevés dans les locaux. Ces points avaient fait l'objet de réserves de la part de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et du Groupe permanent pour les réacteurs nucléaires dans le cadre de l'« Examen du Rapport de sûreté du réacteur EPR de Flamanville ».

La présente modification a pour objectif de répondre à ces réserves. Elle consiste à valoriser en AG la ligne RPE existante, utilisée pour la vidange des puisards RPE des locaux EVU en fonctionnement normal et pour la réinjection des effluents issus du système RIS dans le BR en situation accidentelle, afin d'assurer la fonction de réinjection des effluents en AG. Pour cela, la pompe RPE actuelle sera remplacée par une pompe qualifiée à l'AG dont le fonctionnement sera asservi au niveau d'eau atteint dans le puisard, et les capteurs présents dans les puisards RPE seront remplacés par des matériels équivalents qualifiés à l'irradiation ; la pompe mobile sera supprimée. Des organes d'isolement seront en outre ajoutés sur les lignes RPE afin de prévenir la dissémination des effluents EVU dans l'îlot nucléaire.

¹⁴ Mélange de combustible et de matériaux de structure fondus formé lors de la fusion du cœur d'un réacteur nucléaire.

La nouvelle pompe RPE devra fonctionner en continu pendant un an en situation d'accident grave sans intervention ni graissage des paliers. Afin de démontrer sa qualification, EDF a utilisé une méthode combinant calculs, analyses et essais. Dans ce cadre, l'ensemble des calculs menés par EDF permettent de démontrer la tenue mécanique de la pompe, son opérabilité après un séisme de dimensionnement ainsi que la durée de vie des roulements. Les essais d'endurance réalisés par EDF, complétés par une expertise finale (démontage de la pompe), ont permis de démontrer le respect des capacités hydrauliques attendues de la pompe ainsi que son bon comportement dans le temps. En outre, afin de s'assurer que les fréquences propres de la pompe ne remettent pas en cause sa qualification, EDF s'est engagé à réaliser, durant la VC1, une mesure de fréquences propres sur site, **ce qui est satisfaisant et permettra de confirmer que la pompe est qualifiée aux conditions normales et accidentelles.**

EDF a conçu la présente modification sans considérer de fuite sur le système EVU pendant les 15 premiers jours suivant l'AG. Or, cette hypothèse a été remise en question lors d'expertises précédentes, compte tenu de la présence de nombreux organes présents sur le système EVU susceptibles de fuir. Néanmoins, les capacités des nouvelles pompes RPE permettent une réinjection de fuites avec un débit bien supérieur au débit de fuite considéré 15 jours après le début de l'AG et cette réinjection est disponible dès l'entrée en AG dès lors que la pompe est alimentée électriquement. De plus, afin de détecter une éventuelle dérive des performances nominales de ces pompes, EDF a prévu une surveillance en fonctionnement normal par des alarmes en salle de commande, en complément des contrôles relevant du chapitre IX des RGE et de la maintenance. **L'ensemble de ces éléments sont satisfaisants.**

Au regard du nouveau risque de dissémination de la contamination via les lignes RPE vers d'autres bâtiments périphériques induit par la modification, EDF a apporté des éléments permettant de montrer que les fuites internes des organes d'isolement présents sur ces lignes n'ont pas d'impact sur la disponibilité des matériels valorisés 15 jours après le début de l'AG, eu égard au caractère hautement radioactif des fuites de l'EVU, ce qui est satisfaisant. **Il conviendrait toutefois que, au titre de la robustesse, EDF s'assure également de la disponibilité des équipements nécessaires pour la gestion de l'AG pendant les 15 premiers jours et de ceux qui pourraient être valorisés en substitution.**

Enfin, la Direction de l'expertise en sûreté estime que les essais de requalification mis en œuvre à l'issue de la modification sont satisfaisants de même que les évolutions des chapitres III et IX des RGE, compte tenu notamment des engagements pris par EDF au cours de l'expertise pour ce qui concerne le chapitre IX des RGE.

En conclusion, la modification prévue par EDF dans le cadre de la VC1 concernant la réinjection des effluents EVU dans le BR n'engendre pas de régression pour la sûreté et constitue d'ailleurs une évolution très positive de la conception du dispositif de réinjection des effluents.

4. REMPLACEMENT DES ÉCHANGEURS RRI/SEC

Les réacteurs nucléaires doivent être refroidis en permanence pour évacuer la chaleur produite par le réacteur et ses équipements. Cette fonction de sûreté est en partie assurée par l'eau du système de réfrigération intermédiaire (RRI) des auxiliaires nucléaires qui est elle-même refroidie par l'eau du système d'eau brute secourue (SEC) au travers d'échangeurs de chaleur RRI/SEC. Pour l'EPR FA3, les systèmes RRI et SEC sont composés de quatre trains redondants et indépendants les uns des autres, chaque train SEC étant alimenté par de l'eau pompée en mer préalablement filtrée, et les échangeurs RRI/SEC en exploitation sont des échangeurs à tubes, ce qui constitue une spécificité par rapport aux autres réacteurs du parc en exploitation.

En 2019, les essais réalisés par EDF ont montré que les échangeurs RRI/SEC de l'EPR FA3 ne disposaient pas de la capacité d'échange thermique requise au titre de la démonstration de sûreté. Pour le premier cycle de l'EPR FA3, EDF a modifié la roue des pompes SEC afin d'augmenter leur débit. Puis, dans le cadre de la VC1, EDF a prévu de remplacer les échangeurs à tubes actuels par des échangeurs à plaques afin de traiter définitivement la sous performance des échangeurs RRI/SEC. Ce remplacement conduit à de nombreuses modifications pour prendre en compte l'encombrement et la technologie des nouveaux échangeurs ainsi que leurs connexions aux systèmes existants. La modification des échangeurs s'accompagne également de plusieurs modifications relatives au filtre à coquillages situé en amont de l'échangeur (côté SEC). Tout d'abord, la maille de ce filtre est réduite : ceci conduit à une modification de la fonction de lavage de ce filtre, qui doit désormais être

opérationnelle en situation accidentelle, pour éviter le colmatage du filtre à coquillage. En conséquence, la part du débit du circuit SEC utilisée pour le lavage de ce filtre est limitée afin de garantir un débit suffisant dans le circuit SEC pour alimenter les utilisateurs de sûreté. De plus, une modification des cellules électriques qui pilotent le lavage du filtre à coquillage est effectuée pour permettre la commande des filtres à coquillage par le contrôle-commande du système de protection. Enfin, une évolution de la surveillance de l'encrassement des échangeurs est réalisée.

La faisabilité technique du remplacement des échangeurs RRI/SEC a fait l'objet d'une expertise de la part de l'IRSN en 2022 [3], et de demandes formulées par l'Autorité de sûreté nucléaire [4]. Dans le cadre du présent avis, la Direction de l'expertise en sûreté a analysé les réponses d'EDF à ces demandes ainsi que l'acceptabilité sur le plan de la sûreté de la réalisation et de l'exploitation de la modification.

L'ensemble des dispositions prévues lors de la mise en œuvre de cette modification n'appelle pas de remarques de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.

S'agissant des études de sûreté, EDF a vérifié que cette modification ne remet pas en cause le respect des critères de sûreté, ce dont la Direction de l'expertise en sûreté convient.

La surveillance de l'encrassement des échangeurs durant l'exploitation permet de déterminer la marge (dite marge à l'encrassement) entre un encrassement maximal des échangeurs tel que les critères de sûreté sont tout juste respectés et l'encrassement réel de l'échangeur, conduisant, le cas échéant, aux opérations de nettoyage chimique ou mécanique de l'échangeur. La méthode de calcul de la marge à l'encrassement diffère de celle utilisée pour les réacteurs du reste du parc électronucléaire pour prendre en compte les spécificités de l'EPR FA3. De plus, l'ajout de capteurs améliorant la précision des mesures des paramètres physiques (températures, débits) permet de réduire les incertitudes du calcul. **La Direction de l'expertise en sûreté considère que ces évolutions sont satisfaisantes.**

Les quatre nouveaux échangeurs et les nouveaux massifs les supportant seront ancrés dans le génie civil en place respectivement par des nouveaux ancrages traversants et des nouveaux ancrages scellés. Ces nouveaux ancrages, susceptibles de se corroder par l'eau de lavage des échangeurs, seront protégés par des dispositions passives qui feront l'objet d'une surveillance au titre de PBMP¹⁵, **ce qui est satisfaisant.**

La mise en place des massifs et des ancrages nécessite la réalisation de plusieurs carottages dans la dalle existante, susceptibles de conduire à la découpe de certaines parties de ferrailage présentes dans la dalle. **EDF a pris des dispositions afin que la découpe ne soit pas préjudiciable à la résistance structurelle de la dalle. Il s'est en outre engagé à conserver la traçabilité des modifications effectuées, ce qui est satisfaisant.**

Compte tenu de l'impossibilité de créer des conditions d'essais de requalification sur site des filtres à coquillage modifiés, représentatives des conditions de dimensionnement, EDF valorise notamment des essais réalisés sur une boucle d'essai équipée d'un filtre équivalent. **La Direction de l'expertise en sûreté n'a pas de remarque à cet égard.**

Afin de vérifier que la capacité de refroidissement des échangeurs RRI/SEC est conforme aux exigences de sûreté, EDF réalisera des essais de requalification thermique dans le domaine d'exploitation RCD. **Les essais prévus n'appellent pas de remarque de la Direction de l'expertise en sûreté.**

Lors de certaines phases d'essai de requalification des échangeurs, certaines prescriptions des STE ne pourront pas être respectées. Elles concernent notamment le refroidissement de la piscine de désactivation du combustible et la maîtrise de la température dans les locaux abritant des matériels électriques, de contrôle-commande ou des batteries. À cet égard, EDF a soumis à l'autorisation de l'ASNR une demande de modification temporaire des STE. **Compte tenu des mesures compensatoires prévues par EDF, la Direction de l'expertise en sûreté considère acceptable, du point de vue de la sûreté, la demande d'EDF.**

¹⁵ Programme de Base de Maintenance Préventive.

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la réalisation et l'exploitation de la modification « remplacement des échangeurs RRI/SEC », telle que soumise à autorisation et complétée au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de régression pour la sûreté.

5. AJOUT DE BOREMÈTRES SUR LE SYSTÈME D'INJECTION DE SÉCURITÉ

Pour l'EPR FA3, dans l'étude du rapport de sûreté relative à la « Dilution suite à la rupture d'un tube d'échangeur de chaleur » dans les états d'arrêt, le scénario enveloppe en termes de débit et de volume correspond à une rupture d'un tube d'un échangeur de chaleur du système d'injection de sûreté (RIS-RA¹⁶) conduisant à un transfert d'eau non-borée vers le circuit primaire¹⁷. Pour le premier cycle d'exploitation de l'EPR FA3, la gestion de ce scénario n'est pas conforme aux règles d'étude applicables, s'appuyant en particulier sur des moyens de surveillance de la concentration en bore du circuit primaire ne bénéficiant pas d'un classement adéquat.

Afin de se conformer aux règles d'étude applicables, la modification en objet consiste en l'installation de boremètres dédiés sur les lignes d'injection du système RIS-RA permettant une détection de la dilution par le système de protection, la génération d'une alarme en salle de commande, dite alarme « Dilution RIS », le démarrage automatique du système de borication de sécurité (RBS) et l'isolement manuel des sources de dilution. Cette modification s'accompagne aussi d'une évolution de la conduite incidentelle et accidentelle (CIA). À cet égard, le recours aux parades valorisées dans la gestion du premier cycle a été supprimé. De plus, afin de traiter le scénario de dilution en cas de non-redémarrage d'une pompe d'injection de sécurité basse pression (ISBP) après un manque de tension externe¹⁸ (MDTE), la modification conduit également à introduire une protection spécifique consistant à isoler préventivement le train RIS-RA dont la pompe ISBP n'a pas redémarré après un MDTE. **La Direction de l'expertise en sûreté estime que les éléments motivant ce traitement spécifique mériteraient d'être présentés dans le rapport de sûreté.**

Les études présentées dans le rapport de sûreté montrent le respect des critères de sûreté avec des marges suffisantes. Au cours de l'expertise, EDF a réévalué à la hausse les débits de dilution considérés dans la démonstration de sûreté et s'est engagé, à ce titre, à réviser les études. Compte tenu des marges suffisantes, la Direction de l'expertise en sûreté estime que les études révisées respecteront également les critères de sûreté.

La nouvelle gestion des transitoires de dilution homogène par rupture d'un tube d'échangeur de chaleur du circuit RIS-RA conduit à des évolutions des chapitres II et III des RGE. Ces évolutions consistent notamment en l'ajout de prescriptions visant à garantir la disponibilité des moyens d'isolement et de borication et en la création et la modification d'événements STE pour encadrer les situations où ces prescriptions ne sont pas respectées. Pour ce qui concerne les événements modifiés, la Direction de l'expertise en sûreté a estimé que les délais de réparation prescrits par certaines conduites à tenir étaient trop importants. Cela concerne d'une part l'indisponibilité des deux trains du système RBS, d'autre part, l'indisponibilité à la fermeture de vannes impliquées dans l'isolement préventif. EDF s'est toutefois engagé à compléter ces conduites à tenir par l'isolement de l'appoint en eau déminéralisée aux bâches du circuit RRI qui permet de limiter le volume de dilution à un niveau acceptable. **La Direction de l'expertise en sûreté estime satisfaisant l'engagement pris par EDF.**

Concernant le chapitre VI des RGE, afin de prendre en compte les évolutions de la gestion des scénarios de dilution consécutive à la rupture d'un tube d'un échangeur RIS-RA, la CIA a été modifiée. EDF particularise la conduite de ces dilutions, en demandant systématiquement l'injection des deux bâches RBS. En effet, la conduite des autres sources de dilution, qui est d'ailleurs celle en vigueur durant le premier cycle de fonctionnement du réacteur EPR FA3 pour les dilutions issues de la rupture d'un tube d'un échangeur RIS-RA, ne demande d'injecter que le bore nécessaire pour atteindre la CB requise par les STE.

¹⁶ Le système RIS-RA permet le refroidissement du réacteur dans les états d'arrêt.

¹⁷ Dans ces états, la pression du circuit RIS est inférieure à la pression du circuit RRI. En cas de rupture d'un tube d'un échangeur de chaleur du système RIS-RA, l'eau non-borée du circuit RRI, qui constitue la source froide de cet échangeur, est donc injectée dans le circuit primaire.

¹⁸ Selon les règles d'études, les initiateurs d'accidents doivent être étudiés également en considérant le cumul avec un MDTE : le scénario résultant peut être plus pénalisant, ce qui est le cas ici du fait de l'absence de brassage de l'eau claire issue du RRI par le RIS à la suite du non-redémarrage, considéré en tant qu'aggravant dans l'étude de sûreté, d'une pompe RIS alimentée par un groupe électrogène diesel.

Si cette conduite permet effectivement d'atteindre l'état sûr, a contrario de la conduite pour les autres sources de dilutions, elle ne permet pas de conserver une réserve de bore pour gérer les situations où la source de la dilution aurait été à tort considérée isolée. **À ce titre, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF modifie le chapitre VI des RGE afin d'appliquer, pour la gestion des dilutions issues de la rupture d'un tube d'un échangeur RIS-RA, une stratégie de conduite similaire à celle appliquée pour les autres sources de dilution, et ainsi d'éviter l'injection systématique de la totalité des deux bâches RBS (cf. recommandation en annexe).**

Par ailleurs, EDF a pris lors de l'expertise des engagements pour traiter efficacement les dilutions provenant du système RCV susceptibles de déclencher l'alarme « Dilution RIS » et pour fiabiliser la détection du train RIS-RA rupté, ce qui est satisfaisant.

Enfin, les évolutions du chapitre IX des RGE associées à la présente modification n'appellent pas de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté estime que la modification relative au traitement dans la démonstration de sûreté des scénarios de dilution consécutive à une brèche sur un échangeur RIS-RA ne génère pas de régression pour la sûreté. Elle permet à cet égard de résorber un écart aux règles d'études de la démonstration de sûreté.

Toutefois, la conduite proposée ne permet pas de conserver une réserve de bore pour gérer les situations où la source de la dilution aurait été à tort considérée isolée, ce qui fait l'objet d'une recommandation de la Direction de l'expertise en sûreté.

6. DMT « CHAPEAU »

Afin de déployer les modifications prévues pendant la VC1, il est nécessaire de couper l'alimentation électrique de certains tableaux électriques, de borniers du MCS¹⁹ et d'armoires des systèmes KCO et RPR. Bien que, pour limiter l'impact pour la sûreté, ces coupures ne concernent qu'une seule des quatre divisions électriques du réacteur à la fois, certains matériels requis dans le domaine d'exploitation RCD par les chapitres II et III des RGE sont rendus indisponibles. À cet égard, EDF a soumis à l'autorisation de l'ASNR une demande de modification temporaire des chapitres II et III des RGE.

Pour ce qui concerne le chapitre II des RGE, les matériels rendus indisponibles participent aux dispositions de détection et de protection contre les inondations internes, les explosions internes et les incendies. Des prescriptions générales du chapitre II des RGE permettent déjà de rendre indisponibles ces dispositions et de réaliser des travaux simultanément sur des matériels redondants ; toutefois, compte tenu de la nature et de la durée des travaux envisagés, ces prescriptions ne peuvent pas être respectées. Ainsi, pour pouvoir réaliser les activités mentionnées *supra*, EDF propose de modifier temporairement ces prescriptions sous couvert d'un ensemble de mesures compensatoires qui n'appelle pas de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.

Pour ce qui concerne le chapitre III des RGE (STE), les coupures génèrent plusieurs indisponibilités qui défilabilisent notamment le refroidissement de la piscine de désactivation dans laquelle sont entreposés, dans le domaine d'exploitation RCD, tous les assemblages de combustible usés. Ces indisponibilités sont redevables au titre des STE de plusieurs événements de groupe 1. Or, les STE n'autorisent pas la génération volontaire de tels événements pour la réalisation d'une modification matérielle. De plus, compte tenu de la durée des coupures, les délais de réparation prescrits par les conduites à tenir de ces événements ne pourront pas être respectés. Aussi, EDF propose, sous couvert de mesures préalables et compensatoires, de modifier temporairement les STE. Une de ces mesures impose un délai d'attente entre la mise à l'arrêt du réacteur et le début des travaux tel que le fonctionnement d'un seul train du système de refroidissement de la piscine de désactivation suffise pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle émise par les assemblages de combustible, compte tenu de la décroissance de cette dernière ; en cas de perte du refroidissement de la piscine de désactivation, l'exploitant

¹⁹ MCS : moyen de conduite de secours.

disposerait en outre d'un délai suffisant pour mettre en œuvre des moyens permettant d'éviter la dégradation des assemblages de combustible usés.

Compte tenu des mesures compensatoires prévues, la Direction de l'expertise en sûreté estime acceptable la demande de modification temporaire des chapitres II et III des RGE applicables au réacteur EPR FA3 formulée par EDF.

7. CONCLUSION

Le dossier d'amendement DA VC1 AT EPR, soumis par EDF à l'autorisation de l'ASNR, a pour objectif de prendre en compte le retour d'expérience des essais de démarrage de l'EPR FA3 ainsi que des essais sur simulateur et de répondre à certaines demandes émises par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les modifications qui seront déployées sur site à l'occasion de la VC1 constituent une amélioration pour la sûreté. En particulier, l'injection automatique de bore, déclenchée en cas de détection, par les nouveaux boremètres RIS, d'une dilution homogène issue de la rupture d'un tube de l'échangeur de chaleur du circuit RIS-RA, présente un réel gain pour la sûreté et permet de résorber un écart aux règles d'études de la démonstration de sûreté. De même, la fiabilisation de la réinjection des effluents EVU constitue une amélioration de la maîtrise des accidents avec fusion du cœur.

À l'issue de l'expertise, EDF a pris de nombreux engagements qui permettent de compléter le dossier de manière satisfaisante. Toutefois, la Direction de l'expertise en sûreté estime que des compléments peuvent encore être apportés sur certains points afin d'améliorer la sûreté comme souligné dans le présent avis.

Pour le Directeur de l'expertise en sûreté

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise en sûreté

ANNEXE

Recommandation de la direction de l'expertise en sûreté

La Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF modifie le chapitre VI des RGE afin d'appliquer, pour la gestion des dilutions issues de la rupture d'un tube d'un échangeur RIS-RA, une stratégie de conduite similaire à celle appliquée pour les autres sources de dilution, et ainsi d'éviter l'injection systématique de la totalité des deux bâches RBS.