



RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE

Liberté  
Égalité  
Fraternité

**IRSN**  
INSTITUT DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Fontenay-aux-Roses, le 4 juillet 2024

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

## AVIS IRSN N° 2024-00101

---

**Objet :** REP - EDF - Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.  
**Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation (RGE) associés à la phase B du réexamen.**

---

**Réf. :** Voir annexe 2.

---

Pour répondre aux objectifs associés au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe de la centrale nucléaire du Bugey, EDF a engagé un ensemble d'études, à l'issue desquelles il a défini les dispositions à mettre en œuvre dans le cadre du quatrième réexamen de chacun des réacteurs concernés. Ces dispositions concernent d'une part les contrôles et les vérifications à réaliser afin de s'assurer du maintien, dans le temps, de la conformité des systèmes, structures et composants participant à la démonstration de sûreté, d'autre part les améliorations de sûreté apportées afin de tendre, notamment, vers le niveau de sûreté des réacteurs de troisième génération.

Pour ce qui est des exigences de sûreté réévaluées, le quatrième réexamen des réacteurs du CNPE<sup>1</sup> du Bugey coïncide notamment avec l'engagement de la troisième phase de déploiement des dispositions définies dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, à savoir les dispositions dites du « noyau dur » (ND).

Le périmètre de ce quatrième réexamen est plus étendu que celui des réexamens précédents. De ce fait, EDF a défini une stratégie spécifique de déploiement des modifications associées à ce réexamen. EDF considère que cette stratégie permet de maîtriser le volume des travaux pour l'ensemble du parc électronucléaire et d'échelonner la formation aux modifications apportées.

Ainsi, EDF avait initialement prévu un déploiement des modifications en deux phases distinctes, dites phase « A » et phase « B » : les modifications de la phase A sont exploitables au redémarrage du réacteur suivant sa visite décennale alors que celles de la phase B sont déployées au plus tard lors du deuxième arrêt pour renouvellement

---

<sup>1</sup> CNPE : centre nucléaire de production d'électricité.

MEMBRE DE  
**ETSON**

du combustible du type « visite partielle » après la visite décennale, soit au plus tard quatre ans après cette visite décennale.

Les modifications de la phase A ont été expertisées par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) [1] et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a délivré l'autorisation en référence [2].

Les modifications de la phase B comprenaient initialement les modifications issues de la déclinaison des niveaux de référence WENRA<sup>2</sup> associés à la prise en compte des agressions internes et externes, les dispositions matérielles du « noyau dur » non implantées en phase A, la conduite dite « noyau dur » permettant de prévenir la fusion du cœur en cas de situation d'agression extrême dite « situation noyau dur », ainsi que les modifications permettant d'assurer la robustesse de l'installation aux agressions extrêmes.

À l'issue de l'expertise des études génériques, des modifications supplémentaires (issues d'engagements d'EDF, de demandes et de prescriptions techniques de l'ASN ([3], [4]) ont été jugées nécessaires pour l'atteinte des objectifs associés au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe dont ceux du CNPE du Bugey. Le périmètre de la phase B a ainsi été complété. Toutefois, la totalité de ces modifications ne pouvant pas être incluse dans la phase B compte tenu de son échéance, le solde des engagements d'EDF et des demandes et prescriptions techniques de l'ASN est déployé ultérieurement lors d'une troisième phase dite « phase B Complément ».

Par le courrier en référence [5], l'ASN sollicite l'avis de l'IRSN quant au caractère acceptable pour la sûreté du dossier d'amendement comprenant les modifications de la phase B évoquée ci-dessus, dit « DA VD4 900 Bugey Phase B », transmis par EDF pour les réacteurs électronucléaires de 900 MWe du CNPE du Bugey.

L'expertise menée par l'IRSN s'appuie sur celle des modifications de la phase B du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe du palier CPY [6], qui a conduit aux autorisations de l'ASN ([7], [8]).

Le présent avis présente successivement les conclusions de l'IRSN concernant l'analyse :

- des huit modifications matérielles ;
- des modifications intellectuelles associées au DA VD4 900 Bugey Phase B ;
- des modifications documentaires associées aux chapitres des règles générales d'exploitation (RGE) suivants :
  - chapitre III : spécifications techniques d'exploitation (STE),
  - chapitre VI : conduite incidentelle et accidentelle (CIA),
  - chapitre IX : essais périodiques (EP).

À l'issue de l'expertise menée par l'IRSN, EDF a complété et amendé le dossier initialement déposé. Les conclusions de l'IRSN portent sur l'ensemble du dossier déposé par EDF, compléments et amendements compris.

## **1. MODIFICATIONS MATÉRIELLES ET IMPACTS DOCUMENTAIRES ASSOCIÉS**

### **1.1. INFORMATION SÉISME SIGNIFICATIF ET ARRÊT AUTOMATIQUE DU RÉACTEUR SUR SÉISME ND**

Afin de s'assurer que l'ordre du lâcher des grappes de commande est bien émis lors d'un arrêt automatique du réacteur (AAR) à la suite d'un séisme de niveau ND (SND), EDF prévoit de renforcer la fiabilité de la fonction de détection d'un séisme en remplaçant les quatre accéléromètres installés sur le parement externe de l'enceinte du bâtiment réacteur (BR) par des accéléromètres qualifiés au SND. En cas de dépassement de seuil de deux des

---

<sup>2</sup> WENRA : western European nuclear regulators association.

accéléromètres sur les quatre, l'ordre d'AAR sera émis (cela correspond à une logique en 2/4). EDF installera également un nouvel accéléromètre qui délivrera l'information « séisme significatif » sur la base de laquelle l'opérateur engagera les actions de conduite pertinentes. Le dépassement de seuil des nouveaux accéléromètres des réacteurs appairés sera remonté par le contrôle-commande ND de chaque réacteur. Un vote en 1/2 sera réalisé pour signaler l'occurrence d'un séisme significatif.

Concernant le chapitre III des RGE, dans les domaines d'exploitation où la fonction d'AAR séisme ND est requise (AN/GV<sup>3</sup> et RP<sup>4</sup>), l'indisponibilité de cette dernière est redevable d'un événement RPR<sup>5</sup> de groupe N<sup>6</sup>, dont la conduite à tenir impose l'amorçage du repli du réacteur en AN/GV sous 7 jours à une concentration en bore du circuit primaire égale à celle requise en arrêt à froid. EDF s'est également engagé à créer un second événement RPR de groupe 2<sup>7</sup> dans le domaine d'exploitation RP et dans le domaine d'exploitation AN/GV lorsque la concentration en bore du circuit primaire est inférieure à la concentration en bore requise en arrêt à froid. Cet événement est associé à l'indisponibilité de deux accéléromètres intervenant dans l'AAR séisme ND et sa conduite à tenir demande une réparation sous un mois. **Ces points n'appellent pas de commentaire de la part de l'IRSN.**

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Information et AAR séisme ND » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté.**

## 1.2. INSTRUMENTATION DE NIVEAU « TOUT-OU-RIEN » EN PISCINE BR

Afin de piloter l'appoint en eau dans la piscine du bâtiment réacteur (BR) pendant 15 jours en situation de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques à la suite d'une agression externe d'intensité ND, EDF prévoit de valoriser le capteur de niveau « tout-ou-rien » (TOR) à trois seuils, installé précédemment dans le cadre de la modification « Isolement automatique des lignes de filtration de la piscine BR » [9]. Depuis l'installation de ce capteur, seul son seuil de « niveau bas » est valorisé et ce dans l'automatisme mentionné supra. La modification « Instrumentation de niveau TOR en piscine BR » valorise donc les deux seuils restants (« niveau très bas » et « niveau très très bas »). Elle comprend en outre la qualification du capteur aux conditions du noyau dur, la fermeture sous SND des vannes des lignes de filtration de la piscine BR ainsi que des évolutions des RGE, notamment via un événement des STE couvrant l'indisponibilité de la fermeture automatique des vannes d'isolement des lignes de filtration de la piscine BR. À cet égard, EDF s'est engagé à l'issue de l'expertise à réduire les délais de mise en place de mesures requises par la conduite à tenir de cet événement des STE, ce qui est satisfaisant.

**Par ailleurs, la réalisation, la requalification et l'exploitation de cette modification n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN.**

**Ainsi, à l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Instrumentation de niveau tout-ou-rien en piscine BR » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté.**

---

<sup>3</sup> AN/GV : arrêt normal sur les générateurs de vapeur.

<sup>4</sup> RP : réacteur en production.

<sup>5</sup> RPR : système de protection du réacteur.

<sup>6</sup> Sont classés en « groupe 1 » les événements remettant en cause le respect des critères de sûreté. Sont classés en « groupe N » les événements non redevables du groupe 1 nécessaires à la conduite de l'installation dans les études Noyau dur Fukushima : ces dispositions incluent les matériels de mitigation des accidents graves dimensionnés ou vérifiés aux agressions externes extrêmes.

<sup>7</sup> Les événements de groupe 2 sont associés à des non-conformités défilabilisant une fonction importante pour la sûreté.

### 1.3. DÉTECTION D'UNE DILUTION HÉTÉROGÈNE PAR FUITE DE L'ÉCHANGEUR CEPP

Le scénario de dilution hétérogène externe par fuite de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP) consiste en une accumulation d'eau non-borée, provenant du circuit RRI<sup>8</sup>, dans les branches en U du circuit primaire dans les états d'arrêt pour intervention ou rechargement du réacteur. Lors de la mise en service du premier GMPP<sup>9</sup> pendant le redémarrage du réacteur, le bouchon d'eau claire ainsi formé pourrait être envoyé dans le cœur et provoquer une divergence incontrôlée. Afin de pallier ce risque, EDF prévoit de réaliser un échantillonnage du fluide en amont et en aval de l'échangeur CEPP de manière à détecter une dilution, et de conditionner le démarrage du premier GMPP au résultat de la mesure.

Le prélèvement en amont de l'échangeur sera réalisé grâce à une ligne d'échantillonnage déjà existante. En revanche, EDF prévoit d'installer un nouveau dispositif de prélèvement du fluide primaire sur une ligne du circuit RCV<sup>10</sup> connectée à l'aval de l'échangeur CEPP, en aval d'une vanne d'isolement. Au cours de l'expertise, EDF a indiqué que le retour d'expérience du déploiement de cette modification sur le réacteur n° 1 du CNPE du Tricastin a mis en exergue la nécessité d'installer également un diaphragme et un capteur de débit sur la ligne de prélèvement afin de contrôler le débit de fuite généré sur le circuit primaire lors dudit prélèvement. De ce fait, les études concernant les contraintes supplémentaires induites par le nouveau préleveur sur la vanne d'isolement et sur la ligne RCV-RPE<sup>11</sup> en amont, jugées acceptables dans un premier temps, sont en cours de reprise par EDF à la suite de l'ajout du diaphragme et du lecteur de débit non prévus initialement. **En l'état d'avancement du dossier, il n'est ainsi pas possible pour l'IRSN de se prononcer sur l'impact de la modification sur la tenue au séisme de la tuyauterie RCV-RPE supportant la vanne d'isolement.**

Afin de limiter l'exposition radiologique des intervenants en charge de la prise d'échantillon et de son transport jusqu'au laboratoire d'analyse, EDF a indiqué que le dispositif est conçu pour que le prélèvement soit sûr et rapide ; une sensibilisation des intervenants aux bons gestes sera réalisée avant chaque intervention sur un dispositif de prélèvement supplémentaire installé sur un chantier école. De plus, une mallette de transport dotée d'écrans de protection biologique sera utilisée. **L'IRSN estime l'ensemble de ces éléments conforme à la démarche ALARA.**

Par ailleurs, EDF prévoit d'appliquer sur le palier CP0 la demande A3-1 formulée par l'ASN [7] dans le cadre de l'expertise du DA CPY lot B Parité MOX, et ainsi de confirmer, à l'issue des premières opérations d'exploitation de la modification relative à la détection d'une dilution hétérogène par fuites de l'échangeur CEPP, les ordres de grandeur des évaluations prévisionnelles dosimétriques de l'exposition aux extrémités des intervenants. Ce point n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.

Enfin, bien que la prise d'échantillon nécessite une manipulation de la vanne d'isolement, en amont du nouveau dispositif de prélèvement, à chaque redémarrage du réacteur, alors qu'elle était très peu manipulée auparavant, EDF a indiqué qu'il n'est pas prévu de maintenance préventive sur cette vanne. L'IRSN note qu'une inétanchéité de cette vanne cumulée à une fuite du nouveau dispositif de prélèvement, au niveau de la prise d'échantillon, conduirait à une fuite de fluide primaire non collectée. Au cours de l'expertise, EDF a précisé que les agents de conduite habilités à manipuler la vanne d'isolement contrôleront systématiquement son étanchéité grâce à l'indicateur de circulation d'eau situé juste en aval de cette dernière. **Ce point n'appelle plus de remarque de la part de l'IRSN.**

<sup>8</sup> RRI : Système de réfrigération intermédiaire.

<sup>9</sup> GMPP : Groupe motopompe primaire.

<sup>10</sup> RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur.

<sup>11</sup> RPE : Système de collecte des purges, événements et exhaures nucléaires.

La mesure effectuée lorsque le réacteur est en cours de redémarrage permet d'écarter le risque de dilution hétérogène pendant une période limitée. À cet égard, EDF s'est engagé au cours de l'expertise à prescrire, dans le chapitre III des RGE, la durée maximale autorisée entre le prélèvement de fluide, en vue d'une analyse chimique, et le démarrage de la première pompe primaire. **L'IRSN estime cet engagement satisfaisant et estime nécessaire qu'il soit reconduit sur le palier CPY dans le cadre d'un prochain dossier d'amendement.**

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification, permettant de détecter un scénario de dilution hétérogène par fuite de l'échangeur CEPP, telle que déposée et complétée par EDF au cours de l'expertise, ne génère pas de risque de régression de la sûreté. Toutefois, EDF doit finaliser ses études concernant la tenue au séisme de la tuyauterie supportant la vanne d'isolement, en amont du nouveau dispositif de prélèvement, en vérifiant le dimensionnement des ancrages et supportages, avant le déploiement de la modification sur le CNPE du Bugey.

## 1.4. ALIMENTATION DE SECOURS DES GÉNÉRATEURS DE VAPEUR EN SITUATION NOYAU DUR

### 1.4.1. Objet de la modification

En réponse aux prescriptions techniques de l'ASN concernant l'alimentation en eau de l'îlot nucléaire dans les situations H1<sup>12</sup> et H1+H3<sup>13</sup> consécutives à des agressions externes d'intensité ND, EDF prévoit de modifier l'installation pour garantir :

- l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) afin de permettre le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire ;
- l'appoint en eau à la piscine BK dans l'ensemble des domaines de fonctionnement et l'appoint à la piscine BR lorsque le réacteur est dans le domaine de fonctionnement « arrêt pour rechargement » afin d'évacuer la puissance résiduelle et d'éviter le découverture des assemblages de combustible.

Bien qu'elle concerne d'autres systèmes que l'ASG<sup>14</sup>, et notamment le système d'alimentation en eau brute généralisée (SEG), la présente modification est appelée « ASG ND ».

Cette modification comprend plusieurs volets, appelés « tomes » par EDF, et seul le « tome C » est intégré au DA VD4 900 Bugey Phase B. Les autres tomes ne sont pas soumis à l'autorisation de l'ASN.

À l'issue de la modification, l'alimentation en eau des GV sera assurée par la motopompe de la voie B du système ASG (MPS ASG), prélevant de l'eau dans la bêche ASG, dont le remplissage sera réalisé par une pompe située au niveau du poste de vannage du système SEG. Dans les situations accidentelles autres que celles relevant du noyau dur, l'alimentation électrique de la motopompe sera assurée par le tableau électrique secouru LH de la voie B. Un inverseur de sources électriques sera installé afin de permettre de basculer automatiquement l'alimentation électrique de cette motopompe sur le tableau LHC 001 TB, lui-même alimenté par le groupe électrogène d'ultime secours (DUS). Ce basculement sera automatiquement déclenché par le nouveau signal « ASG ND » généré lorsque survient, de manière concomitante, la perte des tableaux secourus des deux voies (LHA et LHB) pendant une durée supérieure à 90 secondes et le signal d'un bas niveau dans deux GV sur les trois.

Ainsi, le « tome C » de l'ASG ND a pour objectif de :

- doter les actionneurs et les capteurs nécessaires à l'alimentation en eau des GV et à l'appoint aux piscines BK et BR via le système SEG d'une alimentation de secours robuste au ND ;

<sup>12</sup> H1 : perte totale de la source froide.

<sup>13</sup> H3 : perte totale des alimentations électriques externes et internes ou perte des tableaux secourus par défaillances intrinsèques.

<sup>14</sup> ASG : système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur.

- permettre le pilotage et la supervision depuis la salle de commande des matériels nécessaires pour l'alimentation en eau des GV et l'appoint aux piscines BK et BR, selon le domaine de fonctionnement, en situation relevant du noyau dur.

Pour ce faire, les principales actions à réaliser sont :

- des raccordements électriques à des départs existants ou installés dans le cadre d'autres modifications matérielles ou d'autres tomes de la modification ;
- des modifications du contrôle commande afin d'élaborer le signal « ASG ND » et d'automatiser les actions associées, ainsi que de mettre à disposition des opérateurs les moyens de commande manuelle et de visualisation de l'état de la disposition ASG ND ;
- des modifications et des ajouts d'alarmes.

Les autres tomes de la modification qui ne sont pas soumis à autorisation de l'ASN mais dont les essais (de requalification et/ou périodiques) sont soumis à autorisation sont les suivants :

- le tome D qui consiste à :
  - à renforcer le circuit mécanique ASG afin d'assurer sa stabilité au séisme de niveau SND. Pour ce faire, certains supports existants seront supprimés ou modifiés pour faire évoluer leurs degrés de liberté et des supports seront ajoutés,
  - installer le circuit SEG qui est un moyen complémentaire de réalimentation d'ultime secours des bâches ASG et des piscines BK et BR mis en place pour chaque réacteur. Le système SEG est alimenté en eau par la source d'eau d'ultime secours provenant de la nappe phréatique et comporte une pompe immergée, connectée au poste de vannage situé dans l'îlot nucléaire via un réseau enterré ;
- le tome H qui consiste à installer 19 bouteilles d'air comprimé dans l'îlot nucléaire afin de prolonger l'autonomie en air du système SAR et donc des vannes de contournement du condenseur à l'atmosphère (VCD-a) dans l'attente d'une réalimentation en air comprimé par la force d'action rapide nucléaire dans un second temps. Pour ce faire, un réseau de tuyauterie, des vannes, des organes de détente et des flexibles reliant les cadres d'air au réseau SAR existant seront installés.

Une modification similaire a été déposée sur les réacteurs du palier CPY dans le cadre du DA VD4 CPY Phase B et a fait l'objet de l'avis IRSN [6]. De nombreuses similitudes existent entre ces deux modifications.

## 1.4.2. Analyse de l'IRSN

### Essais de requalification

À l'issue de la modification, des essais de requalification seront réalisés afin de vérifier l'alimentation en eau des générateurs de vapeur par la motopompe ASG de la voie B en conduite ND et des différents utilisateurs du système SEG, l'autonomie en air du système SAR ainsi que l'absence de vibrations anormales des tuyauteries ASG et de leurs piquages. **Seuls les essais de requalification liés à la modification des ancrages des tuyauteries du circuit ASG appellent les remarques suivantes de la part de l'IRSN.**

Pour rappel, dans le cadre de cette modification, le supportage des tuyauteries de l'ensemble du circuit ASG<sup>15</sup> a été renforcé afin d'éviter une brèche sur ce circuit qui impacterait alors la disponibilité de la pompe ASG ND. Cette modification étant de nature à modifier le comportement vibratoire du circuit ASG, des mesures de vibration sont programmées, dans le cadre des essais de requalification, dans plusieurs configurations de fonctionnement des pompes.

---

<sup>15</sup> Le circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur<sup>15</sup> (ASG) est constitué de deux motopompes ASG (MPS ASG), alimentées électriquement, et d'une turbopompe ASG, entraînée par de la vapeur. Ce circuit permet, notamment en situation accidentelle, d'évacuer la puissance résiduelle du cœur.

Pour l'IRSN, des mesures de vibration sur les piquages des tuyauteries situées à l'aspiration et au refoulement des pompes ASG doivent être réalisées pour démontrer le bon comportement vibratoire de ces tuyauteries lorsque les pompes ASG fonctionnent avec des débits élevés qui pourraient être rencontrés en situation accidentelle. En effet, l'IRSN rappelle que le comportement vibratoire des tuyauteries dépend notamment de la vitesse du fluide dans celles-ci.

Concernant les MPS ASG, EDF prévoit des mesures de vibration sur les piquages des tuyauteries ASG en injection dans les générateurs de vapeur (GV) uniquement lors du fonctionnement simultané de ces deux pompes. Or, en cas de fonctionnement d'une seule MPS ASG débitant dans les GV avec une faible contre pression dans ceux-ci, le débit transitant dans cette pompe serait supérieur à celui obtenu avec les deux MPS ASG fonctionnant simultanément.

EDF estime qu'un tel essai n'est pas nécessaire puisque cette configuration ne sera rencontrée que transitoirement en situation ND et que de tels essais représentent un risque de choc froid au niveau des GV. Pour l'IRSN, sans la réalisation de ces essais, le bon comportement vibratoire des tuyauteries ASG ne sera pas démontré pour cette situation alors qu'elle est autorisée par les procédures accidentelles et que la durée de fonctionnement de la pompe ASG dans cette configuration est difficile à estimer. Enfin, pour supprimer le risque de choc froid mentionné par EDF, ces essais pourraient être programmés au cours d'un arrêt pour renouvellement du combustible.

Pour ce qui concerne la turbopompe du système ASG (TPS ASG), EDF a précisé, lors de la présente expertise, qu'il réalisera des mesures de vibration uniquement au niveau des piquages situés au refoulement de la TPS ASG avec des débits d'injection élevés vers les GV. Les mesures de vibration à l'aspiration de la TPS ASG seront, quant à elles, uniquement réalisées lors du fonctionnement de celle-ci sur sa ligne de retour du piston d'équilibrage<sup>16</sup> car cette configuration a été jugée pénalisante par EDF pour les vibrations à l'aspiration des pompes. L'IRSN rappelle, toutefois, que les essais de requalification réalisés sur le site du Tricastin en 2023 avec la pompe ASG ND en fonctionnement sur sa ligne de retour du piston d'équilibrage ont mis en évidence des vibrations élevées sur un piquage situé au refoulement de la MPS ASG et non à l'aspiration de celle-ci.

**En conclusion, les phénomènes vibratoires affectant les piquages d'un circuit à la suite d'une modification importante des ancrages des tuyauteries étant difficiles à appréhender, l'IRSN estime nécessaire de compléter le programme de requalification du circuit ASG pour confirmer l'absence de régression pour la sûreté des modifications d'ancrages réalisées sur celui-ci. Ce point fait l'objet de la recommandation n° 1 présentée en annexe 1.**

**L'IRSN considère que cette recommandation est également applicable à tous les réacteurs du palier CPY d'autant plus que les mesures de vibrations réalisées sur le réacteur n° 1 du CNPE du Tricastin présentent des dépassements significatifs.**

Enfin, lors de l'expertise, l'IRSN a échangé avec EDF sur le traitement mis en œuvre par celui-ci lors de la découverte de nouveaux « piquages sensibles<sup>17</sup> » dans le cadre d'une modification de l'installation, et notamment sur une recherche de solutions pour supprimer ou réduire les niveaux vibratoires observés. EDF a indiqué qu'il n'exclut pas a priori la mise en œuvre de nouvelles modifications des supportages dans le cas de mesures vibratoires défavorables, mais indique toutefois que ce type de solution n'est envisagé que dans le cas d'une problématique vibratoire généralisée qui affecterait les collecteurs ou dans le cas d'un retour d'expérience avéré de fissuration de piquages sur plusieurs réacteurs. Dans cette démarche, EDF intègre la fréquence

---

<sup>16</sup> La ligne de retour de fuite du piston d'équilibrage des MPS et TPS ASG vers la bêche ASG permet de maintenir l'efficacité de son action d'équilibre de poussée s'exerçant sur la ligne d'arbre.

<sup>17</sup> Un piquage est déclaré sensible si la vitesse maximale mesurée au niveau du collecteur (pied de piquage) est supérieure à 12 mm/s ou si la vitesse maximale mesurée au niveau du piquage est supérieure à la vitesse admissible de ce piquage. Un piquage sensible fait l'objet d'un ressuage périodique au titre d'un programme de maintenance préventive.

d'occurrence des sollicitations vibratoires des piquages. **Pour l'IRSN, une modification matérielle, qui génère des vibrations anormales, représente une régression potentielle pour la sûreté et la programmation de ressuage sur les nouveaux piquages sensibles doit s'accompagner, par ailleurs, d'une recherche de solutions pour supprimer ou réduire les niveaux vibratoires mesurés.**

### 1.4.3. Conclusion

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « ASG ND » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté sous réserve de la prise en compte de la recommandation n° 1 présentée en annexe 1.

## 1.5. DÉTECTION D'UNE SITUATION DE PERTE TOTALE DE LA SOURCE FROIDE EN SITUATION NOYAU DUR

Dans l'objectif de mettre à disposition de l'opérateur l'information de la survenue d'une situation H1<sup>18</sup> dans le cas d'une agression extrême de type ND<sup>19</sup>, EDF prévoit d'ajouter deux capteurs de pression sur la partie commune aux deux files SEC<sup>20</sup> en amont des échangeurs entre les circuits SEC et RRI, afin de détecter une pression anormale dans le circuit SEC. Le premier capteur, dédié à la détection d'une pression anormalement basse, traduira une défaillance des pompes SEC, et le second, dédié à la détection d'une pression anormalement haute, traduira un colmatage des échangeurs. Une pression anormale relevée par l'un des deux capteurs, pendant plus de 90 secondes, conduira à l'apparition d'une alarme située en salle de commande permettant d'informer les opérateurs de la survenue d'une situation H1. La temporisation de 90 secondes vise à éviter l'apparition d'alarmes en cas de variations de pression transitoires, tout en garantissant une précocité de détection de la perte du système SEC en situation noyau dur.

Au titre des essais de requalification fonctionnelle, EDF vérifiera notamment, par mise en pression des capteurs, l'activation du voyant ajouté en salle de commande ainsi que le délai de temporisation associé, pour toutes les configurations d'apparition, ce qui est satisfaisant.

**L'IRSN considère que la modification « Détection d'une situation H1 robuste au noyau dur ND » telle que déposée par EDF ne génère pas de risque de régression de la sûreté.**

Par ailleurs, l'analyse des évolutions du chapitre VI des RGE associées à la présente modification est intégrée au paragraphe 2.2 concernant la conduite ND.

## 1.6. REDONDANCE DE L'ISOLEMENT AUTOMATIQUE DE LA LIGNE D'ASPIRATION PTR<sup>21</sup>

Dans le cadre de la transposition aux réacteurs de 900 MWe de l'étude de certaines conditions de fonctionnement de référence (études PCC<sup>22</sup>) de l'EPR de Flamanville, l'un des scénarios accidentels étudiés est la rupture de la ligne d'aspiration de la piscine BK en aval de sa vanne d'isolement automatique. L'aggravant considéré dans ce scénario est le blocage de la vanne d'isolement en position ouverte, qui entraînerait un échec

<sup>18</sup> La situation « H1 » correspond soit à une perte de la source froide, c'est-à-dire à l'indisponibilité de l'eau de refroidissement provenant selon les réacteurs d'un cours d'eau ou de la mer, soit à une défaillance des systèmes SEC (circuit d'eau brute secourue) ou RRI (système de refroidissement intermédiaire) assurant, à partir de la source froide, le refroidissement de plusieurs systèmes importants pour la sûreté.

<sup>19</sup> Situation à prendre en compte dans le cadre du déploiement du noyau dur mis en place par EDF après l'accident survenu sur la centrale nucléaire de Fukushima-Daiichi.

<sup>20</sup> SEC : système d'eau brute secouru.

<sup>21</sup> PTR : système de traitement et de refroidissement d'eau des piscines.

<sup>22</sup> PCC : plant category conditions.



de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration. Pour pallier cet aggravant, EDF prévoit de mettre en œuvre un automatisme de fermeture de la vanne d'isolement manuelle située en aval de la vanne d'isolement automatique existante, asservi au capteur de niveau voie B de la piscine BK, afin de disposer de moyens redondants d'isolement automatique de la ligne d'aspiration de la piscine BK.

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Redondance de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR » telle que déposée par EDF ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

## 1.7. MAITRISE DU PH DES PUISARDS RIS/EAS

### 1.7.1. Objet de la modification

La présente modification a pour objectif de répondre à une prescription technique de l'ASN qui demande de réduire les relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée, lors d'un accident grave (AG).

En cas de brèche survenant sur le circuit primaire, le système d'injection de sécurité (RIS) permet d'injecter de l'eau borée dans le circuit primaire afin de compenser l'eau perdue à la brèche et le système d'aspersion dans l'enceinte (EAS) permet de diminuer la pression dans le BR. L'injection de soude via le circuit EAS permet en outre d'augmenter le pH de l'eau présente dans l'enceinte afin de faciliter la mise en solution et la rétention des iodes radioactifs. Ces circuits sont approvisionnés en eau borée par la bêche du système PTR. Lorsque cette dernière atteint son niveau bas, les circuits RIS et EAS basculent automatiquement en mode dit de « recirculation » qui consiste à réutiliser l'eau perdue à la brèche et récoltée dans des puisards situés dans le fond du BR.

Toutefois, en AG, il n'est pas possible de garantir la disponibilité du système EAS, et donc de l'injection de soude.

La présente modification consiste à installer des paniers contenant du tétraborate de disodium décahydraté (appelé plus communément Borax) dans le fond de chaque BR. Le Borax est un agent alcalin composé de bore et de sodium sous forme granuleuse dont la dissolution dans une solution augmente le pH de celle-ci. Ainsi, la dissolution de ce composé dans l'eau de recirculation du BR dans les premiers jours qui suivent la survenue d'un AG permettra d'obtenir et de maintenir un pH basique de l'eau en recirculation pendant les premiers jours suivant l'accident afin de piéger les iodes radioactifs dont le relâchement est favorisé en milieu acide.

Une modification similaire a été déposée sur les réacteurs du palier CPY dans le cadre du DA VD4 CPY Phase B et a fait l'objet de l'avis IRSN [10].

### 1.7.2. Analyse de l'IRSN

#### Impact sur les études d'accident

La dissolution du Borax entraîne la formation d'acide borique qui contribue à augmenter la concentration en bore de l'eau de recirculation, en particulier dans le circuit primaire. Cette augmentation diminue le délai avant cristallisation du bore dans le cœur, ce qui a un impact sur l'étude APRP LT<sup>23</sup> qui détermine notamment le délai maximal dont dispose l'opérateur en salle de commande pour réaliser le basculement de l'injection de sécurité en injection simultanée vers les branches chaudes (BC) et froides (BF) du circuit primaire afin de prévenir le risque de cristallisation du bore dans le cœur.

La reprise de ce volet de l'étude a conduit à une modification de la plage de basculement possible en injection simultanée BC/BF : initialement comprise entre 4 h et 8h38 après le démarrage de l'injection de sécurité, elle est maintenant comprise entre 4h et 7h24, soit une réduction de 74 minutes.

---

<sup>23</sup> APRP LT : Accident de perte de réfrigérant primaire à long terme.

### Impact sur le chapitre III des RGE

EDF n'ayant pas fourni les éléments nécessaires à l'évaluation de l'acceptabilité de la relaxation de la disponibilité de l'injection de soude via l'EAS présentée dans le DA aux STE associé à la modification matérielle de maîtrise du pH des puisards RIS/EAS, il a été convenu que ce DA STE ne serait pas expertisé.

### Impact sur le chapitre VI des RGE

Les évolutions du chapitre VI des RGE prévues par EDF pour prendre en compte la reprise de l'étude APRP LT consistent à réduire le délai avant la demande de basculement en injection simultanée. Ceci entraîne une réduction considérable du délai disponible pour réaliser le lignage. Pour autant, il reste suffisant pour permettre de réaliser les actions depuis la salle de commande. Pour prendre en compte la défaillance potentielle de certains organes, EDF s'est engagé à modifier le mode opératoire associé afin d'en optimiser la réalisation. L'IRSN considère que l'évolution de conduite liée à la mise en œuvre de la présente modification ainsi que les principes de celle du mode opératoire de basculement en injection simultanée sont acceptables.

### Impact sur le chapitre IX des RGE

L'impact sur le chapitre IX des RGE est identique à celui de la modification similaire mise en œuvre sur les réacteurs du palier CPY. Au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à prendre en compte les évolutions de critère survenues dans le cadre de l'expertise de la modification similaire sur les réacteurs du palier CPY et applicable à la présente modification. Ces évolutions découlent d'études de robustesse des critères réalisées par EDF a posteriori.

#### **1.7.3. Conclusion**

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Maitrise du pH des puisards RIS/EAS » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression pour la sûreté.

## **1.8. INSTRUMENTATION DE MESURE ANALOGIQUE EN PISCINE BK**

Afin de permettre le pilotage de l'appoint à la piscine BK pendant quinze jours, en situation de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques consécutive à une agression externe d'intensité ND, EDF souhaite installer un capteur analogique du niveau d'eau dans la piscine du BK. Ce capteur, alimenté électriquement par le DUS, permettra de connaître en salle de commande le niveau de la piscine dans le BK ainsi que la vitesse d'évolution de ce niveau.

Il convient de souligner que la mise en place de ce capteur nécessite l'installation d'un coffret électrique qui doit être fonctionnel à la suite d'un SND et en ambiance dégradée pendant quinze jours et que **la qualification au noyau dur de ce coffret était encore en cours d'acquisition lors de l'expertise.**

Par ailleurs, la modification « Résorption de la problématique d'injection de bulles en piscine BK », hors périmètre du présent avis, mais déployée parallèlement à la présente modification, conduit à déplacer le refoulement du circuit de refroidissement de secours de la piscine BK à proximité du capteur analogique du niveau d'eau de la piscine BK. Cette proximité pouvant entraîner une perturbation du capteur, **il appartiendra à EDF d'analyser le risque d'interaction entre le refoulement et le capteur et de déplacer le capteur le cas échéant.**

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Instrumentation de mesure analogique en piscine BK » telle que déposée par EDF ne génère pas de risque de régression de la sûreté. L'IRSN souligne toutefois que la qualification noyau dur du coffret électrique du capteur de niveau n'est pas acquise à ce jour et qu'il appartiendra à EDF d'analyser le risque d'interaction du capteur avec le refoulement nouvellement installé à proximité.

## 2. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES – MODIFICATIONS INTELLECTUELLES

Les modifications intellectuelles associées au DA VD4 900 Bugey Phase B n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN, en dehors des remarques formulées ci-après, ou intégrées dans les expertises des RGE (§ 3, 4 et 5).

### 2.1. PNMI 0029 ET 0036

Les modifications intellectuelles PNMI 0029 et PNMI 0036 intitulées « Modification intellectuelle – Agressions - Tome A - Bugey cyclades phase B » et « Évolutions intellectuelles sur la thématique agressions, scope îlot conventionnel - Spécificités Bugey » traitent des impacts documentaires de la prise en compte d'agressions sur la partie îlot nucléaire et sur la partie îlot conventionnel. L'IRSN n'a pas de remarque pour la plupart des évolutions proposées. Toutefois, des compléments sont encore attendus pour justifier du caractère suffisant des dispositions de protection contre la tornade. L'engagement d'EDF de fournir ces compléments à l'échéance de mi-septembre 2024 est satisfaisant.

### 2.2. PNMI 0030 – CONDUITE ND

La modification intellectuelle PNMI 0030 intitulée conduite Noyau dur (ND) comprend des évolutions qui sont en lien avec l'introduction du jeu de règles de conduite dite « conduite ND », prévu pour être appliqué après la survenue d'une situation d'agression extrême. Les stratégies de conduite portées par ce jeu prévoient dans la majorité des cas la prévention de la fusion du cœur du réacteur et du découverture des assemblages de combustible présents dans la piscine BK, en utilisant des moyens qualifiés ou robustes aux agressions extrêmes. Pour les autres cas, la conduite ND prévoit des stratégies afin de retarder au maximum la fusion du combustible.

En pratique, EDF introduit, dans le jeu de procédures de conduite incidentelle et accidentelle, la conduite ND sous forme de trois nouvelles règles de conduite appliquées par les opérateurs en salle de commande et d'une règle SPE-ND, dédiée à la surveillance permanente de l'état de l'installation.

La première introduction de la documentation de conduite noyau dur a été effectuée dans le cadre du DA VD4 phase B du palier CPY et a fait l'objet de l'avis de l'IRSN en référence [11]. Les conclusions de cette expertise, relatives aux modifications du chapitre VI des RGE (PNMI 1030), ainsi que les arguments qui ont conduit à les formuler, sont tous transposables au palier CP0.

Concernant les particularités du palier CP0, l'IRSN remarque que la détection de la perte de la source froide, telle que prévue par EDF et présentée au paragraphe 1.5 du présent avis, ne s'appuie pas sur la même mesure physique que celle retenue sur le palier CPY. Ainsi conçu, le signal ne permet pas de caractériser l'ensemble des situations H1 actuellement considérées dans la conduite incidentelle et accidentelle du palier CP0. Or, toutes les situations de perte totale de la source froide susceptibles de résulter de l'occurrence d'un séisme majeur sont à considérer en tant que situations noyau dur [12] et doivent être détectées de manière fiable. **L'IRSN considère que, en l'état, le dossier présenté par EDF ne répond pas complètement à cet objectif.**

Outre les points susmentionnés, l'IRSN considère le reste du dossier présenté par EDF acceptable au regard des enjeux de sûreté associés à cette première phase du déploiement de la conduite ND sur le palier CP0.

## 3. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES – CHAPITRE III DES RGE (SPÉCIFICATIONS TECHNIQUES D'EXPLOITATION)

Ce chapitre rassemble les conclusions de l'analyse de l'impact sur les STE des modifications documentaires présentées par EDF dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du CNPE du Bugey, en particulier :

- la déclinaison dans les STE des principes liés à l'introduction de nouveaux matériels constitutifs du noyau dur (appoint SEG à la piscine BK, PTR bis, DUS...) ;
- les modifications induites par la déclinaison de la transposition, aux réacteurs du CNPE du Bugey, de l'étude de certaines conditions de fonctionnement de référence de l'EPR de Flamanville relatives à la piscine d'entreposage du combustible.

### 3.1. CONDUITE NOYAU DUR

En phase B du RP4 des réacteurs du CNPE du Bugey, la disposition ASG-ND (décrite au § 1.4) est valorisée pour l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) afin de permettre le refroidissement du cœur et évacuer la puissance résiduelle par le circuit secondaire dans des situations H1 et/ou H3 consécutives à des agressions externes d'intensité noyau dur. Ces dispositions assureront pendant 15 jours l'alimentation en eau des GV.

La valorisation de la disposition ASG ND se traduit, dans le chapitre III des RGE, par l'introduction d'une prescription permanente requérant sa disponibilité dans les domaines d'exploitation RP à API-EO. Cette prescription permanente s'appuie sur une définition qui, pour considérer la disposition ASG ND disponible, requiert notamment la disponibilité à la fermeture des vannes d'isolement des lignes du système de purge des GV (APG) ainsi que des clapets anti-retour situés sur les lignes du système d'alimentation normale des GV (ANG) à l'intérieur de l'enceinte.

Pour ce qui concerne les vannes APG, leur disponibilité à la fermeture est requise d'une part pour limiter la consommation d'eau prélevée dans la bache ASG, d'autre part pour se prémunir du risque de rupture des tuyauteries en aval à la suite d'un séisme d'intensité noyau dur, la tenue de ces dernières n'étant pas garantie. Pour ce qui concerne les clapets ANG, leur disponibilité à la fermeture est requise car, en cas d'agression externe extrême, une brèche pourrait survenir sur une ou plusieurs lignes ANG hors enceinte. Les structures et composants des lignes ANG situés à l'intérieur de l'enceinte étant les seuls dont la tenue est garantie, l'échec de fermeture des clapets ANG sur les lignes impactées conduirait à la perte de tout le débit ASG à la brèche du fait de l'existence d'un barillet commun.

Toutefois, dans certains cas, EDF limite aux GV requis<sup>24</sup> les exigences présentées *supra* relatives aux vannes APG et aux clapets ANG. Or les lignes APG et ANG d'un GV non requis n'étant pas systématiquement isolées, pour l'IRSN, en cas d'échec de fermeture des vannes APG ou des clapets ANG, les conséquences seraient les mêmes que sur un GV requis. **Les éléments apportés par EDF au cours de l'expertise étant insuffisants pour justifier que ces conséquences sont limitées, l'IRSN estime que les requis relatifs à la disponibilité à la fermeture des vannes APG et des clapets ANG à l'intérieur de l'enceinte doivent s'appliquer à tous les GV non isolés, qu'ils soient requis ou non. Ce point amène l'IRSN à formuler la recommandation n° 2 présentée en annexe 1.**

## 4. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE VI DES RGE (CONDUITE INCIDENTELLE - ACCIDENTELLE)

Les évolutions du chapitre VI des RGE effectuées dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du CNPE du Bugey n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN en dehors de celles formulées ci-dessous ainsi que dans le paragraphe 2.2 pour ce qui concerne la conduite incidentelle accidentelle applicable en situation Noyau Dur.

Afin de répondre à la demande de l'ASN d'étudier les transitoires de la perte totale de la source froide non initiés par la perte totale du système RRI ou du système SEC [4], EDF a proposé une modification de la conduite accidentelle des transitoires initiés par la perte de la source froide lorsque l'évolution de la température du

---

<sup>24</sup> Suivant le domaine d'exploitation du réacteur, un ou deux GV peuvent ne plus être requis.

système RRI est lente. Cette situation pourrait se présenter notamment lorsque les températures extérieures sont particulièrement froides.

Dans cette situation et sans que cela ne soit strictement nécessaire, la stratégie de conduite prévoyait d'isoler<sup>25</sup> l'exutoire primaire que constitue la décharge du système RCV. Or, en l'absence de mesure particulière, cet isolement peut induire un remplissage excessif du circuit primaire. EDF envisage donc de conserver le plus longtemps possible cet exutoire, ce que l'IRSN estime dans le principe pertinent. L'IRSN souligne toutefois que, durant cette phase précédant l'isolement de l'exutoire, il n'est pas systématiquement précisé à l'opérateur de cible pour ce qui concerne le niveau d'eau dans le pressuriseur. Or l'atteinte d'un niveau élevé dans le pressuriseur, au moment de l'isolement de la décharge, ne permet de garantir que la configuration de l'installation est couverte par la démonstration de sûreté. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 3 présentée en annexe 1.**

## 5. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE IX DES RGE (ESSAIS PÉRIODIQUES)

Les évolutions du chapitre IX des RGE, effectuées dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du CNPE du Bugey, n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN, en dehors des remarques formulées ci-après.

### 5.1. SYSTÈMES RCP, RCV ET RPE – IMPACT DE LA MODIFICATION PNMI 0029 – NOUVEAUX EDA

Dans le cadre du DA VD4 Bugey Phase B, trois capteurs mesurant la pression dans des réservoirs hydrogénés RCP, RCV et RPE sont valorisés en tant qu'« Équipement disposition agression » (EDA) à la suite de l'évolution du référentiel de l'agression « explosion interne ». Les valeurs fournies par ces capteurs sont retransmises sur des enregistreurs en salle de commande et génèrent une alarme en salle de commande en cas de dépassement d'un seuil de pression. L'objectif est de garantir le respect de conditions initiales des études d'agressions qui se traduisent en exploitation par des « Prescriptions complémentaires » identifiées dans la règle d'application des spécifications agressions (RASA). EDF prescrit uniquement un contrôle d'étalonnage<sup>26</sup> de ces capteurs, qui est suffisant selon EDF, car les mesures en salle de commande sont surveillées par les opérateurs.

Pour l'IRSN, la seule vérification de l'étalonnage d'un capteur EDA au titre des essais périodiques sans vérifier l'action associée, comme une alarme, n'est pas une pratique courante et cohérente avec les autres chaînes de mesures vérifiées au titre du chapitre IX des RGE. De plus, l'IRSN a indiqué à EDF que les exploitants valorisaient déjà les alarmes liées à ces capteurs pour respecter ces « Prescriptions complémentaires » de la RASA alors que ces alarmes ne font pas l'objet d'essai périodique.

Après la confirmation de l'exploitant du Bugey de la valorisation des alarmes précitées pour respecter les « Prescriptions complémentaires » de la RASA, **EDF propose de réaliser des essais périodiques sur ces alarmes ainsi que sur le réglage du relais à seuil associé à leur apparition. EDF s'engage également à réaliser une analyse des autres alarmes redevables d'une « Prescription complémentaire » et à compléter, le cas échéant, les essais périodiques du chapitre IX des RGE<sup>27</sup>.**

Lors de l'instruction, l'IRSN a noté que la déclinaison opérationnelle propre à chaque CNPE des « Prescriptions complémentaires » de la RASA, peut conduire à des valorisations de matériels et à des essais périodiques

<sup>25</sup> Lorsque la température du circuit RRI est élevée, il est nécessaire d'isoler cet exutoire pour éviter d'envoyer du fluide primaire trop chaud dans le réservoir RCV, l'échangeur non régénérateur ne refroidissant plus ce fluide.

<sup>26</sup> Le contrôle d'étalonnage de ces capteurs sera réalisé avec une périodicité quatre rechargements ou quatre cycles.

<sup>27</sup> Une analyse similaire sera réalisée sur les réacteurs du palier CPY et le programme d'essais périodiques sera complété en conséquence dans le cadre du DA VD4 Complément Phase B.

différents selon les CNPE. Afin de garantir une cohérence, la valorisation de ces matériels devrait plutôt faire l'objet d'une analyse globale d'EDF pour prescrire des essais périodiques au titre du chapitre IX des RGE qui, lui, est applicable à l'ensemble des réacteurs d'un palier. Enfin, la déclinaison opérationnelle réalisée par les exploitants sur les CNPE des « Prescriptions complémentaires » de la RASA mentionne la présence de soupapes de protection sur ces réservoirs qui ne sont toutefois pas valorisés par EDF, alors que, pour l'IRSN, ces soupapes pourraient in fine répondre à l'objectif recherché.

**En conclusion, l'IRSN estime nécessaire d'échanger rapidement avec EDF sur les principes de déclinaison des « Prescriptions complémentaires » de la RASA tant sur la valorisation des matériels, comme les soupapes de protection, que sur les essais périodiques à réaliser sur ces matériels.**

## 5.2. SYSTÈME TER<sup>28</sup>

Le système TER, qui permet de stocker les effluents radioactifs en vue d'un traitement ultérieur de ceux-ci, est un circuit en eau sous pression qui, en cas de température extrêmement froide, peut être une source potentielle d'inondation en cas de modification de l'état de l'eau conduisant à la rupture des réservoirs. Un système de résistances électriques chauffantes antigel permet de maintenir une certaine température dans ces réservoirs, commandée par des thermostats. Dans le cadre du DA VD4 Bugey Phase B, et au titre de l'agression « Grands froids », EDF propose de vérifier, dans le cadre du chapitre IX des RGE, la mise en service des résistances chauffantes des bâches TER, avec une périodicité de quatre ans, et un contrôle d'étalonnage des stats de température de commande de la mise en service de ces résistances, avec une périodicité de quatre cycles. Ces essais sont respectivement associés à un critère RGE de groupe A<sup>29</sup> et B. **Ces éléments n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN. Toutefois, EDF pourrait vérifier la puissance électrique des résistances des bâches TER concernées, a minima lors de la valorisation de la présente modification.**

## 6. CONCLUSION

Sous réserve de la prise en compte des recommandations formulées en annexe 1 et du respect des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, l'IRSN estime que les modifications matérielles et intellectuelles relevant du dossier d'amendement VD4 900 Bugey Phase B, telles que déposées par EDF, sont acceptables sur le plan de la sûreté et de la radioprotection.

Si la mise en œuvre des modifications relevant du dossier d'amendement VD4 900 Bugey Phase B, notamment de l'ASG-ND et de la conduite noyau dur, complétée par les engagements d'EDF et les réponses qui seront apportées aux recommandations, constitue un gain significatif pour la sûreté des installations, les objectifs de sûreté du quatrième réexamen périodique des réacteurs du Bugey ne seront pleinement atteints qu'avec le déploiement du dossier d'amendement VD4 900 Bugey Phase B Complément, qui comprend notamment l'installation d'une pompe d'injection à haute pression qualifiée aux situations noyau dur.

**IRSN**

Le Directeur général

Par délégation

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

---

<sup>28</sup> TER : système de stockage complémentaire des effluents.

<sup>29</sup> Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté.

## ANNEXE 1 À L'AVIS IRSN N° 2024-00101 DU 04 JUILLET 2024

### Recommandations de l'IRSN

#### Recommandation n° 1

L'IRSN recommande qu'EDF complète son programme de requalification sur l'ensemble des réacteurs du Bugey par la réalisation de mesures de vibration au niveau des piquages situés :

- sur les lignes à l'aspiration et au refoulement des MPS ASG, dans une configuration d'essai supplémentaire où une seule MPS ASG est en fonctionnement, alternativement, et en maximisant le débit d'injection dans les GV. Ces essais pourront être réalisés dans le domaine d'exploitation « réacteur complètement déchargé » ;
- sur les lignes à l'aspiration de la TPS-ASG lors de son fonctionnement à plein débit dans les générateurs de vapeur.

#### Recommandation n° 2

L'IRSN recommande que, dans la définition relative à la disponibilité de la disposition ASG-ND, EDF étende à tous les GV non isolés en local (vanne ASG 030, 032 ou 034 VD ouverte), qu'ils soient ou non requis, l'exigence de disponibilité à la fermeture de leurs vannes APG 004 à 006 VL et de leurs clapets ANG intérieurs enceinte.

#### Recommandation n° 3

L'IRSN recommande qu'EDF prévoie une évolution de conduite afin de garantir, en situation de perte de la station de pompage, un niveau pressuriseur suffisamment faible, au moment de l'apparition des alarmes de perte RRI, pour permettre à l'équipe de conduite de reconfigurer l'installation dans un état couvert par le transitoire de la démonstration de sûreté.

## ANNEXE 2 À L'AVIS IRSN N° 2024-00101 DU 04 JUILLET 2024

### Références

- [1] Avis IRSN n° 2019-00250 du 13 novembre 2019 : « EDF – REP – Réacteurs 900 MWe du palier CP0 de la centrale nucléaire du Bugey – PTD n° 2 – VD4 ».
- [2] Courrier ASN – CODEP-DCN-2020-004667 du 17 janvier 2020 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe de la centrale nucléaire du Bugey – EDF - Autorisation de modifications notables des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées constituant le PTD2 VD4 900 Bugey ».
- [3] Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à EDF les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MWe au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique.
- [4] Courrier ASN - CODEP-DCN-2021-007988 du 4 mars 2021 : « Réacteurs nucléaires de 900 MWe d'EDF – Position de l'ASN sur la phase générique du quatrième réexamen périodique – Demandes complémentaires à la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 ».
- [5] Saisine ASN – CODEP-DCN-2023-067162 du 21 décembre 2023 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe du palier CPY – EDF - Demande d'autorisation de mise en œuvre du « DA VD4 CPY PMOX – Phase B » ».
- [6] Avis IRSN n° 2023-00048 du 31 mars 2023 : « REP - EDF - Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe du palier CPY. Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation (RGE) associés à la phase B du réexamen – Réacteur n° 1 du site du Tricastin ».
- [7] Courrier ASN – CODEP-DCN-2023-014489 du 7 juillet 2023 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe de type CPY – EDF - Autorisation de modifications notables des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées - Dossier d'amendement aux règles générales d'exploitation – DA VD4 CPY PMOX phase B pour Tricastin 1 et 2 - Rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe, volet « palier CPY PMOX » – Édition VD4 (Tricastin 1 et 2) - Dossier d'amendement au plan d'urgence interne de la centrale nucléaire du Tricastin ».
- [8] Courrier ASN – CODEP-DCN-2023-049764 du 15 septembre 2023 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe de type CPY – EDF - Autorisation de modifications notables des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées - Dossier d'amendement aux règles générales d'exploitation – DA VD4 CPY PMOX phase B pour Tricastin 1 et 2 - Rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe, volet « palier CPY PMOX » – édition VD4 (Tricastin 1 et 2) - Plan d'urgence interne de la centrale nucléaire du Tricastin ».
- [9] Courrier ASN – CODEP-DCN-2019-036500 du 30 septembre 2019 : « EDF – Réacteurs n° 2 à 5 de la centrale nucléaire du Bugey – Autorisation de modification notable – Projet Post-Fukushima – Isolement automatique des lignes de filtration de la piscine BR ».
- [10] Avis IRSN n° 2023-00080 du 9 juin 2023: « EDF – REP – Réacteurs de 900 MWe du palier CPY en gestion PMOX – Modification matérielle PNPE 1410 – Maîtrise du pH des puisards ».
- [11] Avis IRSN 2023-00048 du 31 mars 2023 : « REP - EDF - Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe du palier CPY. Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation (RGE) associés à la phase B du réexamen – Réacteur n° 1 du site du Tricastin ».



- [12] Décision ASN n° 2014-DC-0396 du 21 janvier 2014 : « Décision de l’Autorité de sûreté nucléaire du 21 janvier 2014 fixant à Électricité de France — Société Anonyme (EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire de Bugey (Ain) au vu de l’examen du dossier présenté par l’exploitant conformément à la prescription (ECS-1) de la décision n° 2012-DC-0276 du 26 juin 2012 de l’Autorité de sûreté nucléaire ».