

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

## Avis IRSN n° 2019-00221

|                           |  |
|---------------------------|--|
| <b>Objet ....</b>         | Poursuite de l'exploitation des réacteurs de 900 MWe jusqu'à la VD4+10 ans.<br>Instruction du dossier cuve - viroles de cœur   |
| <b>Réf(s) ....</b>        | 1. Lettre ASN CODEP-DEP-2017-045329 du 9 novembre 2017.<br>2. Avis IRSN/2018-00295 du 8 novembre 2018.<br>3. Avis du GP ESPN CODEP-MEA-2018-055796 du 22 novembre 2018.<br>4. Lettre ASN CODEP-DEP-2018-058304 du 28 février 2019.<br>5. Lettre ASN CODEP-DEP-2018-060413 du 17 avril 2019.<br>6. Lettre ASN CODEP-DEP-2010-038004 du 20 septembre 2010.<br>7. Lettre ASN CODEP-DEP-2015-042999 du 13 avril 2016.<br>8. Lettre ASN CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016. |
| <b>Nbre de page(s)...</b> | 6  |

Dans le cadre du réexamen périodique de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales (VD4) des réacteurs de 900 MWe, EDF a transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) un dossier de justification de la tenue en service des cuves de ces réacteurs.

En 2017, par lettre citée en référence [1], l'ASN a demandé l'avis de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) sur ce dossier, notamment pour ce qui concerne l'analyse du risque de rupture brutale des cuves et les évolutions d'hypothèses et de méthodes par rapport aux dossiers antérieurs. Le sujet traité dans ce dossier revêt une importance toute particulière dans le cadre du projet d'EDF de prolonger la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe dans la mesure où les cuves sont des équipements non remplaçables dont la défaillance n'est pas postulée dans la démonstration de sûreté et où les viroles de cuve situées au droit de la zone de cœur, dites « viroles de cœur », sont sujettes au vieillissement par irradiation.

En 2018, l'IRSN a émis un avis [2] sur les éléments contenus dans ce dossier, dont les conclusions ont été examinées par le groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) les 20 et 21 novembre 2018 [3].

À l'issue de cette consultation, l'ASN a formulé deux demandes à EDF par son courrier [4]. La demande n°1 concerne la démarche d'exclusion de certaines données, issues du programme de suivi d'irradiation des cuves, jugées atypiques par EDF à cause de l'effet dit "de prélèvement". La demande n°2 est relative au classement<sup>1</sup> des transitoires

**Adresse Courrier**  
BP 17  
92262 Fontenay-aux-Roses  
Cedex France

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

<sup>1</sup> Les transitoires thermohydrauliques considérés, regroupés par famille, sont classés en catégories, en fonction de la fréquence d'occurrence estimée de chaque famille de transitoires. La tenue de la cuve est ensuite étudiée pour chaque famille de transitoires avec un coefficient de sécurité dépendant du classement retenu.

thermohydrauliques initiés par une brèche du circuit primaire principal. L'ASN demande à EDF de "maintenir l'application des coefficients de sécurité applicables aux situations de troisième catégorie pour les transitoires de petite brèche primaire inférieure à la limite conventionnelle de 6 pouces".

## 1 CONTOUR DE L'EXPERTISE DE L'IRSN EN 2019

Dans son courrier en référence [5], l'ASN a demandé l'avis de l'IRSN sur des éléments complémentaires à ceux examinés lors de l'expertise réalisée en 2018, en particulier :

- la prise en compte des contraintes résiduelles dans les joints soudés des viroles de cœur ;
- les études thermohydrauliques mises à jour pour tenir compte de l'état des réacteurs après les VD4, notamment pour ce qui concerne l'exhaustivité des situations pénalisantes retenues, la caractérisation de ces situations et la validation des logiciels et outils de calcul utilisés par EDF ;
- la prise en compte de la demande n°2 de l'ASN [4] rappelée ci-dessus ;
- l'analyse des transitoires de brèches entre 2 et 6 pouces ;
- l'analyse du risque de rupture brutale des cuves des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey, qui sont respectivement les premiers réacteurs de 900 MWe de type CPY et CPO à effectuer leur VD4, avec la prise en compte des spécificités de ces cuves.

Concernant les demandes de l'ASN [4], EDF a indiqué que la réponse à la demande n°1 nécessitait des études longues et ne serait pas disponible avant 2025. Toutefois, les quatrièmes visites décennales des réacteurs concernés par un résultat atypique visé par cette demande auront lieu après cette date ; en particulier, le réacteur n°1 du Tricastin et le réacteur n°2 du Bugey ne sont pas concernés.

Concernant la demande n°2, EDF a transmis en juillet 2019 de nouveaux éléments relatifs à la classification des transitoires de brèches du circuit primaire principal qui n'ont pas pu être examinés dans le cadre de la présente expertise de l'IRSN. Dans sa saisine [5], l'ASN a précisé que ces nouveaux éléments relatifs au classement des transitoires de petites brèches primaires nécessiteront des études techniques et un examen à prévoir au cours de l'année 2020.

## 2 PRISE EN COMPTE DES CONTRAINTES RESIDUELLES DANS LES JOINTS SOUDES DES VIROLES DE CŒUR

Dans les dossiers de tenue en service des cuves présentés jusqu'alors, EDF n'a pas retenu de contraintes résiduelles dans les joints soudés circulaires de la zone de cœur car ces soudures bénéficient d'un traitement thermique de détensionnement après soudage. En 2015, à la suite de l'expertise du dossier de tenue en service des cuves des réacteurs de 1300 MWe, EDF s'est engagé à tenir compte de la présence de contraintes résiduelles dans ces joints. EDF a alors transmis fin 2018 un bilan des connaissances disponibles sur les contraintes résiduelles dans les joints soudés des viroles de cœur.

EDF y présente notamment les pratiques internationales codifiées concernant la prise en compte des contraintes résiduelles dans les soudures détensionnées, les résultats de projets internationaux et les conclusions de publications scientifiques. À l'issue de ce bilan, EDF a proposé de retenir, dans les joints soudés de la zone de cœur, un niveau de contraintes résiduelles de 70 MPa. Dans les éléments présentés par EDF, l'IRSN note une certaine variabilité des niveaux de contraintes résiduelles retenus, en fonction du matériau des viroles et du matériau d'apport de la soudure, mais également de plusieurs paramètres liés aux opérations de soudage et de détensionnement. La plupart des valeurs se situent toutefois entre 45 MPa et 100 MPa.

En l'absence de mesure ou de simulation numérique représentative du procédé de fabrication et de traitement thermique de détensionnement des joints soudés des cuves françaises, l'IRSN ne dispose pas d'éléments suffisants pour déterminer la valeur à retenir pour les joints soudés de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe d'EDF et **estime qu'il est prudent de retenir un niveau de contraintes résiduelles de 100 MPa**. En fin d'expertise, EDF s'est engagé à apporter des éléments complémentaires afin de justifier le caractère enveloppe de

la valeur de 70 MPa postulée dans le cadre du présent dossier. Cet engagement est estimé satisfaisant par l'IRSN. **Dans l'attente de ces éléments, l'IRSN tiendra compte d'une valeur de 100 MPa pour la justification de la tenue à la rupture brutale des joints soudés de la zone de cœur.**

## 3 ETUDES DES TRANSITOIRES THERMOHYDRAULIQUES

La démonstration de la tenue en service des cuves nécessite d'identifier les transitoires les plus pénalisants pour chaque catégorie de situations à laquelle un coefficient de sécurité est associé. L'analyse thermohydraulique a pour but, d'une part de sélectionner les situations donnant lieu aux transitoires les plus sévères parmi l'ensemble des situations de fonctionnement pouvant être rencontrées par la cuve, d'autre part de caractériser les transitoires retenus (évolutions temporelles de la pression, de la température et des débits) afin de définir les chargements thermomécaniques utilisés dans l'analyse de la résistance mécanique des viroles de cuve.

L'analyse de l'IRSN a porté sur l'exhaustivité des transitoires étudiés par EDF, sur le caractère pénalisant de la description thermohydraulique retenue pour chaque transitoire et sur la validation des logiciels et outils de calcul utilisés.

Par ailleurs, l'IRSN a réalisé, d'une part une première analyse du transitoire de petite brèche primaire de 6 pouces, d'autre part une analyse de l'influence de la taille de brèche sur le risque de rupture brutale.

### 3.1 Exhaustivité des transitoires retenus

La vérification de l'exhaustivité des transitoires retenus a pour objectif de s'assurer que les transitoires les plus sévères dans chaque catégorie ont bien été considérés.

EDF a réalisé de nombreuses études afin de montrer que toutes les situations présentant les risques de choc thermique froid les plus importants sur la cuve ont bien été traitées dans son dossier. Cette vérification a été menée selon différentes approches, notamment par la prise en compte des transitoires du domaine complémentaire<sup>2</sup> et par la recherche de transitoires additionnels au dossier des situations (DDS) obtenus en cumulant un aggravant aux situations de deuxième et de troisième catégories. Des transitoires supplémentaires à étudier ont été identifiés, sans qu'ils aient été *in fine* retenus dans la liste des transitoires les plus sévères.

Le retour d'expérience des expertises concernant les anomalies de ségrégation de carbone qui affectent certains fonds primaires de générateurs de vapeur du parc en exploitation et les calottes de la cuve de l'EPR de Flamanville a également été considéré.

**Compte tenu des éléments apportés par EDF au cours de l'expertise et des engagements qu'EDF a pris pour compléter son dossier, l'IRSN a la raisonnable assurance que les transitoires les plus sévères dans chaque catégorie de situations ont bien été identifiés.**

### 3.2 Caractérisation des transitoires retenus

#### Situations de 2<sup>e</sup> catégorie

Les situations de 2<sup>e</sup> catégorie sont définies dans le DDS pour couvrir les situations de fonctionnement normal et perturbées dues à des dysfonctionnements des régulations ou de certains systèmes, en retenant les variations maximales de pression, de température et de

<sup>2</sup> Le domaine complémentaire est constitué de situations pour lesquelles EDF a défini des dispositions complémentaires qui permettent de ramener à un niveau acceptable les conséquences d'autres initiateurs que ceux pris en compte dans le dimensionnement conventionnel de base, et qui peuvent inclure des défaillances multiples. Les initiateurs retenus, issus des études probabilistes de sûreté, sont ceux présentant un risque de fusion du cœur.

débit envisageables. Au cours de son analyse, EDF a exclu certaines situations sur la base du retour d'expérience et en valorisant des évolutions des règles de conduite normale.

L'IRSN estime que la démonstration d'intégrité de la cuve ne doit pas reposer sur la mise en œuvre d'une règle de conduite normale dans la mesure où l'opérateur peut s'en écarter, notamment en cas d'aléa d'exploitation. À cet égard, EDF a prévu, avant le redémarrage du premier réacteur de 900 MWe après sa VD4, en l'occurrence le réacteur n°1 du Tricastin, de vérifier l'absence de risque de rupture brutale de la cuve pour un transitoire thermohydraulique découplé enveloppe de toutes les situations envisageables de 2<sup>e</sup> catégorie.

**L'IRSN estime que cette étude permettra de vérifier la robustesse de la démonstration de tenue des cuves des réacteurs de 900 MWe pour les situations de 2<sup>e</sup> catégorie.**

## Situations de 3<sup>e</sup> catégorie

Les transitoires de 3<sup>e</sup> catégorie les plus pénalisants pour la tenue de la cuve sont les transitoires de petites brèches primaires. À ce titre, leur caractérisation a fait l'objet de développements spécifiques pour répondre aux demandes de l'ASN issues du GP ESPN du 16 juin 2010 [6].

La caractérisation des transitoires de petite brèche primaire est réalisée par EDF à l'aide d'une chaîne de calculs simplifiée mettant en œuvre plusieurs logiciels ou outils de calcul. Cette chaîne doit être validée et, dans le cadre de l'étude de l'effet de chocs froids sur la cuve, le caractère pénalisant des coefficients d'échange thermique entre le fluide et la paroi de la cuve utilisés dans ces études doit être justifié. Ces points avaient fait l'objet de demandes dans le cadre du GP ESPN du 24 septembre 2015 [7] concernant la tenue en service des cuves des réacteurs de 1300 MWe. Des éléments ont été apportés par EDF en réponse à ces demandes. À l'issue de l'analyse des éléments fournis par EDF, l'IRSN estime que le dossier de validation d'EDF n'est pas complet, mais que les éléments manquants ne remettent pas en cause l'utilisation faite par EDF de sa chaîne de calcul simplifiée dans le cadre de ce dossier. Par ailleurs, EDF s'est engagé à apporter les éléments manquants, ce que l'IRSN estime satisfaisant.

Pour caractériser les transitoires de petite brèche primaire, plusieurs configurations doivent être analysées en fonction de la taille de la brèche, de sa localisation et des hypothèses retenues pour les systèmes permettant de refroidir le circuit primaire. En particulier, un transitoire de petite brèche primaire peut générer un choc froid sur la cuve dans une configuration dite non dénoyée, par injection d'eau froide dans la branche froide remplie d'eau initialement chaude, ou dans une configuration dite dénoyée, avec des phases à cinétiques variables de dénoyage et renoyage de la branche froide, voire de la descente annulaire de la cuve.

**La caractérisation des cas de brèches non dénoyées n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.** En revanche, la caractérisation des situations de brèches primaires fortement dénoyées puis renoyées a fait l'objet de nombreux échanges concernant le choix des hypothèses retenues par EDF et leur caractère pénalisant. Pour caractériser cette configuration, EDF a utilisé dans un premier temps la même approche que celle retenue pour les configurations non dénoyées, sans tenir compte des spécificités des cas de brèches dénoyées. L'IRSN ayant estimé cette approche non pertinente, EDF a ensuite développé une méthodologie spécifique pour caractériser ces transitoires. En fin d'expertise, une nouvelle caractérisation a été présentée par EDF et jugée satisfaisante par l'IRSN. Afin de conforter le caractère conservatif de la caractérisation retenue, EDF s'est de plus engagé à réaliser des études de sensibilité complémentaires. Toutefois, à ce stade, pour ces transitoires, EDF n'a présenté que les résultats de calculs mécaniques simplifiés conduisant à des facteurs de marge<sup>3</sup> inférieurs à 1. **Des calculs avec une modélisation élastoplastique tridimensionnelle sont nécessaires afin de vérifier que le facteur de marge minimal est bien supérieur à 1 pour ces situations de brèche primaire avec dénoyage et renoyage important. Ces calculs seront réalisés, pour le réacteur n°1 du Tricastin, avant sa divergence faisant suite à sa**

<sup>3</sup> Le facteur de marge est défini comme étant le rapport entre la ténacité du matériau et le facteur d'intensité de contrainte, ce dernier prenant en compte les coefficients de sécurité. L'absence de risque de rupture brutale est démontrée si le facteur de marge est supérieur à 1.

VD4 et, pour les autres réacteurs de 900 MWe, à l'échéance de juin 2020. L'IRSN considère cet engagement satisfaisant et note qu'il permettra de confirmer l'absence de risque de rupture brutale dans ce scénario particulier de brèche primaire pour les cuves du réacteur n° 1 du Tricastin et n° 2 du Bugey.

## Situations de 4<sup>e</sup> catégorie

Compte tenu des justifications et compléments apportés par EDF au cours de l'expertise, l'IRSN estime acceptables les caractérisations thermohydrauliques des transitoires de 4<sup>e</sup> catégorie retenus dans le dossier VD4 900.

## Réponse à la demande CONF n° 29 du courrier ASN [8]

Dans le cadre de la mise à jour des études de tenue mécanique en préalable aux VD4 900, l'ASN a demandé à EDF d'évaluer le comportement mécanique des équipements sous pression des réacteurs de 900 MWe en tenant compte des situations identifiées comme pertinentes et des délais « opérateur » du référentiel de l'EPR de Flamanville 3 (demande CONF n° 29). Dans le cadre du présent dossier, seules la démarche de sélection des situations EPR pertinentes et l'analyse relative à l'impact du délai opérateur EPR ont été transmises par EDF. La réponse globale à la demande de l'ASN est prévue 6 mois après le redémarrage du réacteur n° 1 du Tricastin à la suite de sa VD4.

Après expertise, l'IRSN estime que la démarche de sélection prévue par EDF est acceptable. Par ailleurs, les études réalisées par EDF quant à la prise en compte d'un allongement du délai « opérateur » n'ont pas montré d'impact significatif sur les résultats des analyses mécaniques. Ces conclusions n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN.

## Transitoires du domaine complémentaire

En réponse à une demande de l'ASN, EDF a considéré les transitoires du domaine complémentaire afin de compléter la recherche de scénarios conduisant à des situations pénalisantes pour la cuve. À la suite de différentes réserves émises par l'IRSN au cours de l'expertise de la caractérisation des deux scénarios *in fine* retenus, EDF a défini des caractérisations découplées visant à apprécier la robustesse des conclusions de son analyse. Ces transitoires découplés, qui ne correspondent pas à une situation physique susceptible d'être rencontrée sur les réacteurs de 900 MWe, sont construits de manière à envelopper un large ensemble de situations représentatives du domaine complémentaire. **Les analyses mécaniques réalisées par EDF pour ces transitoires découplés aboutissent à des facteurs de marge supérieurs à 1. L'IRSN estime cette démarche satisfaisante et n'a plus de réserve.**

## Brèche primaire de 6 pouces

En réponse à la demande n° 2 de l'ASN faisant suite au GP ESPN de novembre 2018, EDF a étudié un transitoire de petite brèche primaire de 6 pouces. Les analyses réalisées par EDF montrent que la brèche de 6 pouces est finalement une brèche plus pénalisante que celles de 2 ou 3 pouces, le refroidissement étant plus important. Les études réalisées par l'IRSN corroborent cette conclusion.

De plus, EDF estime que le facteur de marge minimal décroît de manière monotone en fonction de la taille de brèche, pour des brèches comprises entre 2 et 6 pouces. Les études de sensibilité réalisées par l'IRSN confirment cette tendance et montrent une stabilisation du facteur de marge à partir d'une taille de brèche de 5 pouces.

Ces premiers résultats nécessitent d'être confortés dans le cadre des analyses prévues par l'ASN en 2020 [5].

## 4 ANALYSE DU RISQUE DE RUPTURE BRUTALE DES CUVES DES REACTEURS DE 900 MWE

L'expertise de l'IRSN en 2018 et en 2019 a conduit à plusieurs engagements pris par EDF dont les résultats ne sont pas encore disponibles. Par ailleurs, l'expertise doit se poursuivre concernant les deux demandes de l'ASN [4] relatives à l'effet de prélèvement et au classement des petites brèches primaires. **Toutefois, s'agissant des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey, compte tenu des marges relativement importantes obtenues dans les analyses mécaniques, l'IRSN estime que l'aptitude au service des cuves de ces deux réacteurs est démontrée jusqu'en VD4+10 ans.**

Pour les cuves des autres réacteurs de 900 MWe, la prise en compte des demandes de l'ASN, notamment concernant le coefficient de sécurité à retenir pour les brèches primaires entre 3 et 6 pouces, ainsi que les résultats des études faisant suite à certains engagements d'EDF, pourraient avoir un impact sur la justification de la tenue en service de plusieurs cuves en termes de risque de rupture brutale. Il n'est donc pas possible de conclure en l'état pour ces réacteurs.

L'IRSN note cependant que des évolutions de démarche d'étude ou des modifications matérielles pourraient permettre, soit de mettre en évidence des marges plus importantes, soit d'augmenter les marges au risque de rupture brutale des viroles de cœur. L'IRSN relève, entre autres, l'étude séparée de chacune des viroles de cœur ou l'augmentation de la température minimale de l'eau de la bêche du réservoir d'alimentation en eau du système d'injection de sécurité (bêche PTR).

L'étude séparée de chacune des viroles de cœur permettrait de mettre en évidence des marges supplémentaires pour les cuves dont la virole la plus chargée ne correspond pas à celle dont la ténacité est la plus basse.

L'augmentation de la température minimale de l'eau de la bêche PTR permettrait, quant à elle, de diminuer l'amplitude des chocs froids et d'éviter un fonctionnement dans la partie basse du domaine de transition fragile/ductile des matériaux de cuve. Cette mesure, déjà mise en œuvre pour trois réacteurs du palier 900 MWe, permettrait, pour les autres réacteurs de 900 MWe, d'augmenter les marges au risque de rupture brutale des viroles de cœur.

## 5 CONCLUSION

A l'issue de son expertise et dans la mesure où les résultats des analyses complémentaires qu'EDF s'est engagé à réaliser ne sont pas susceptibles de modifier la conclusion sur le risque de rupture brutale des cuves des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey, l'IRSN estime que l'aptitude au service de ces cuves est démontrée jusqu'en VD4+10 ans.

Pour ce qui concerne les autres réacteurs de 900 MWe (hormis les réacteurs de Fessenheim dont l'arrêt est prévu à l'occasion de leur VD4), des demandes de l'ASN ainsi que les résultats des études faisant suite à certains engagements d'EDF sont susceptibles de mettre en cause la démonstration actuelle d'absence de risque de rupture brutale des cuves concernées. Cependant, des évolutions de démarche d'étude ou des modifications matérielles devraient permettre à EDF, soit de mettre en évidence des marges, soit d'augmenter les marges au risque de rupture brutale. Des compléments sont donc nécessaires pour pouvoir se prononcer sur l'aptitude au service des cuves de ces réacteurs jusqu'en VD4+10 ans.

Pour le Directeur général et par délégation

Olivier DUBOIS  
Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté