

NOTE TECHNIQUE

Le vieillissement des cuves des réacteurs électronucléaires, son suivi par EDF et l'examen par l'ASN de la démonstration de tenue en service des cuves

La cuve est un équipement essentiel pour la sûreté d'un réacteur électronucléaire. C'est par ailleurs un composant non remplaçable qui présente la particularité d'être soumis à de fortes irradiations en fonctionnement : cette irradiation conduit à une modification des propriétés mécaniques du métal de la cuve. D'importantes actions sont donc mises en œuvre pour s'assurer de la résistance des cuves des réacteurs et une attention spéciale est portée sur le suivi des effets du vieillissement. La justification de la tenue mécanique de la cuve repose sur des actions de contrôle, sur le suivi des effets du vieillissement et fait l'objet d'une démonstration particulière, révisée régulièrement et examinée par l'ASN. Cette démonstration prend en compte la présence de défauts sur certaines cuves et permet de s'assurer de leur absence de nocivité pendant toute la durée de fonctionnement des réacteurs.

1. Le rôle de la cuve dans un réacteur électronucléaire

1.1. Rôle fonctionnel

La cuve d'un réacteur électronucléaire de 900 MWe est un équipement d'environ 13 m de haut et pesant près de 330 tonnes qui contient le combustible nucléaire constituant le cœur du réacteur. C'est donc dans la cuve que l'eau du circuit primaire principal circule à travers le cœur, où elle est chauffée par le combustible nucléaire, avant d'être envoyée vers le reste des circuits où elle sera utilisée pour produire de la vapeur destinée aux turbines et à la production de l'électricité. La cuve est donc reliée aux trois boucles constituant le circuit primaire du réacteur.

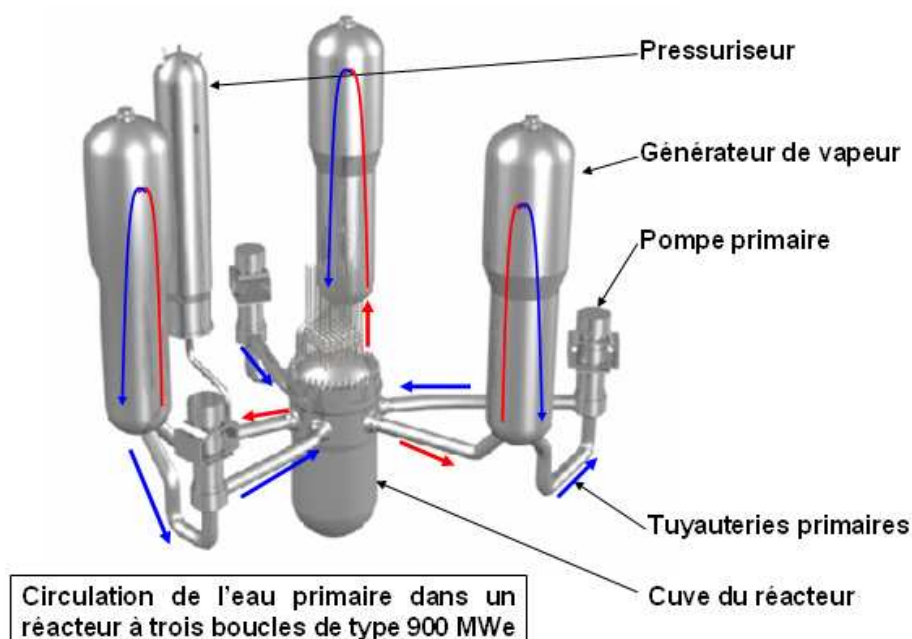


Figure 1 : schéma du circuit primaire d'un réacteur de 900 MWe

La cuve est prévue pour fonctionner à une pression de 155 bar (207 bar lors des épreuves hydrauliques destinées à tester, tous les dix ans, la résistance de l'équipement) pour une température moyenne de plus de 300°C.

Par ailleurs, c'est par le couvercle et le fond de la cuve que se fait l'introduction des barres de contrôle du cœur et de différents dispositifs de mesure de l'irradiation ou de la température nécessaires au suivi des conditions de fonctionnement du réacteur.

1.2. Importance pour la sûreté

La cuve joue un rôle essentiel vis-à-vis des trois fonctions de sûreté du réacteur :

- confinement de la matière radioactive ;
- maîtrise de la réactivité ;
- refroidissement du cœur.

L'intégrité de la cuve du réacteur constitue donc un élément essentiel de la démonstration de sûreté des centrales nucléaires. La rupture de cet équipement n'est en effet pas postulée dans les études de sûreté et c'est la raison pour laquelle toutes les dispositions doivent être prises dès la conception de l'équipement afin de garantir sa tenue pendant toute la durée d'exploitation du réacteur.

La cuve est par ailleurs un équipement difficilement réparable et dont le remplacement n'est, à ce jour, pas envisagé sur les réacteurs de conception semblable à ceux exploités par EDF.

2. Description de la cuve

2.1. Description générale

Le corps de la cuve est un ensemble mécanique composé de viroles en acier ferritique. Pour éviter la corrosion de cet acier par l'acide borique contenu dans l'eau du circuit primaire et utilisé pour le contrôle de la réactivité, l'intérieur de la cuve est recouvert d'un revêtement en acier inoxydable. La cuve d'un réacteur de 900 MWe est composée des éléments principaux suivants :

- un couvercle composé d'une calotte sphérique percée de 65 trous destinés au passage des mécanismes de commande des grappes (MCG) ou des thermocouples permettant la mesure de la température et d'une bride de couvercle percée de 58 trous pour la fixation au corps de la cuve.
- une bride de cuve, percée de 58 trous permettant l'insertion des goujons de fixation du couvercle ;
- une virole « porte tubulure » percée de 6 passages dans lesquels ont été mises en place les tubulures qui assurent la liaison avec le reste du circuit primaire. Les tubulures par lesquelles l'eau de la cuve, chauffée par le combustible, sort de la cuve sont dites tubulures de sortie ou tubulures « chaudes », les autres sont les tubulures d'entrée ou tubulures « froides ».
- deux ou trois viroles de cœur ;
- une bride de fond ;
- une calotte de fond, équipée de 50 pénétrations de fond de cuve qui permettent d'insérer et de sortir du cœur du réacteur les sondes de mesure du système d'instrumentation du cœur.

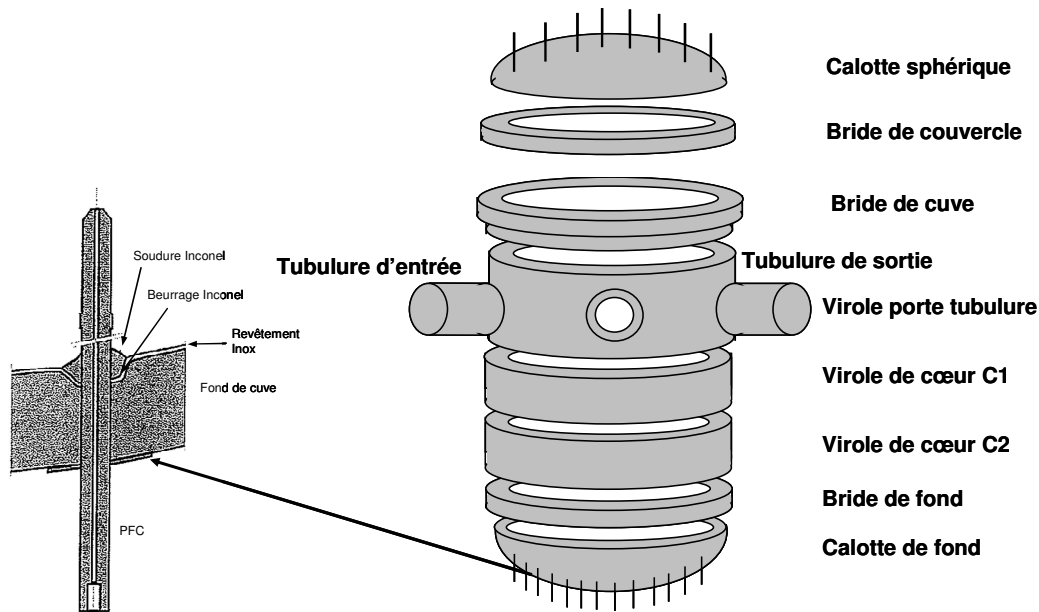


Figure 2 : principaux éléments d'une cuve de réacteur de 900 MWe

2.2. Processus de fabrication

La cuve des réacteurs français 900MWe est composée d'un corps de cuve et d'un couvercle. Le corps de cuve est un ensemble mécano-soudé de grande dimension, environ 13 mètres de haut et 4 mètres de diamètre pour un poids de 330 tonnes. L'épaisseur de la partie cylindrique de la cuve atteint 200 mm. La cuve est constituée de composants forgés et usinés en acier faiblement allié.

Les principaux composants de la cuve (viroles, brides et tubulures) sont obtenus par des opérations de forgeage et d'usinage. La calotte de fond est quant à elle réalisée par emboutissage d'une tôle. Ces pièces sont soudées entre elles et protégées de la corrosion par un revêtement mince (environ 7mm) en acier inoxydable déposé par soudage sur la surface intérieure, généralement en deux couches.

La cuve subit, en fin de fabrication, une épreuve à une pression supérieure à la pression maximale de service afin de vérifier sa résistance.

3. Le vieillissement de l'acier des cuves

3.1. Les causes et les effets du vieillissement

Le principal mécanisme de vieillissement de l'acier des cuves est la fragilisation par irradiation. Ce mécanisme concerne essentiellement les zones de la cuve qui sont situées à proximité directe du cœur du réacteur et qui reçoivent l'irradiation la plus forte au cours du fonctionnement du réacteur : il s'agit des viroles de cœur et des soudures entre ces viroles.

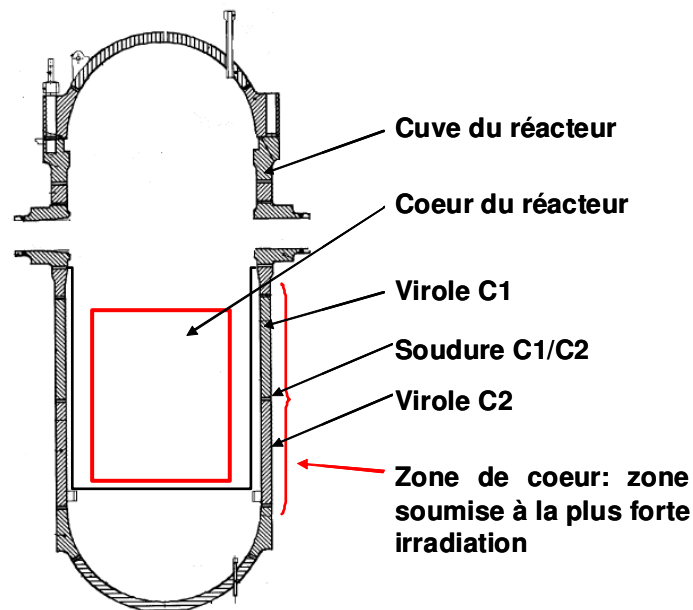


Figure 3 : schéma de la zone de cœur d'une cuve de 900 MWe

L'irradiation du métal de la cuve varie par ailleurs sur une même cuve : la géométrie du cœur implique que certaines parties, plus proches des assemblages combustibles, sont plus irradiées : ce sont les points dits « chauds ».

Sur les réacteurs les plus récents, dont l'EPR, des dispositions ont été prises à la conception pour limiter l'irradiation de la cuve

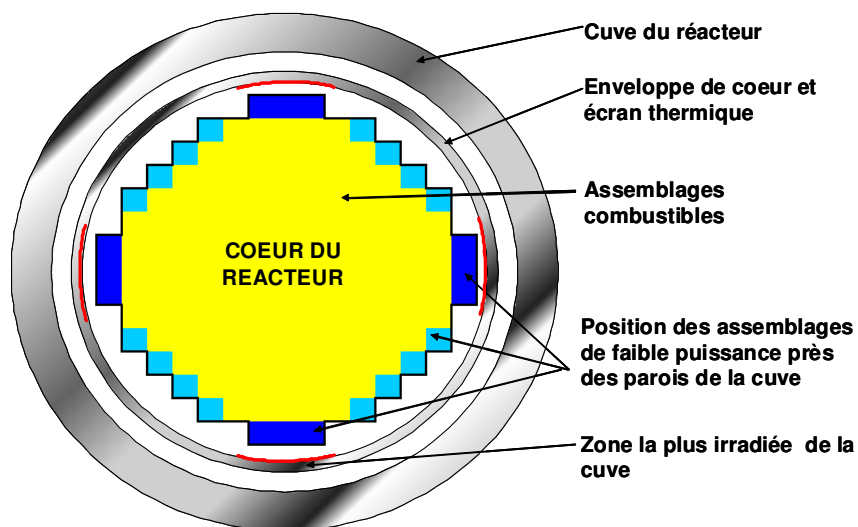


Figure 4 : schéma des points « chauds » les plus irradiés d'une cuve de 900 MWe

Les propriétés mécaniques de l'acier des cuves sont modifiées par l'irradiation. Sous l'effet des neutrons, l'acier de cuve devient plus dur mais aussi plus fragile : sa résistance à la rupture brutale en présence d'un défaut est amoindrie. La résistance à la rupture en présence d'un défaut, appelée ténacité, varie selon la température : l'acier a un comportement fragile à très basse température et ductile à plus haute température. La température qui représente la transition entre le domaine fragile et le domaine ductile est appelée RT_{NDT} : la cuve a un comportement fragile en dessous de cette température. La fragilisation de l'acier se traduit donc par un décalage de la RT_{NDT} . La RT_{NDT} d'une cuve « neuve » est inférieure à 0°C , alors qu'elle peut atteindre plus de 70°C après 40 ans d'exploitation.

Le fonctionnement de la cuve pendant une longue durée à température élevée entraîne également un mécanisme de vieillissement thermique dont les conséquences sur les propriétés mécaniques sont similaires mais dont l'amplitude est beaucoup plus faible.

3.2. Le programme de suivi de l'irradiation

La réglementation en vigueur impose à EDF de réaliser un suivi du vieillissement des cuves sous l'effet de l'irradiation. Pour cela, EDF utilise des morceaux du métal de la cuve prélevés sur des parties issues du chutage lors de la fabrication : ce sont les éprouvettes d'irradiation. Ces éprouvettes sont placées dans la cuve, près du cœur, et subissent une irradiation plus élevée que le métal de la cuve. En réalisant régulièrement des essais mécaniques de ces éprouvettes, EDF dispose d'une évaluation de l'évolution des propriétés mécaniques du métal de la cuve. L'irradiation plus forte de ces éprouvettes permet par ailleurs d'estimer ces propriétés par anticipation : ainsi EDF dispose déjà de données correspondant à environ 40 ans d'exploitation.

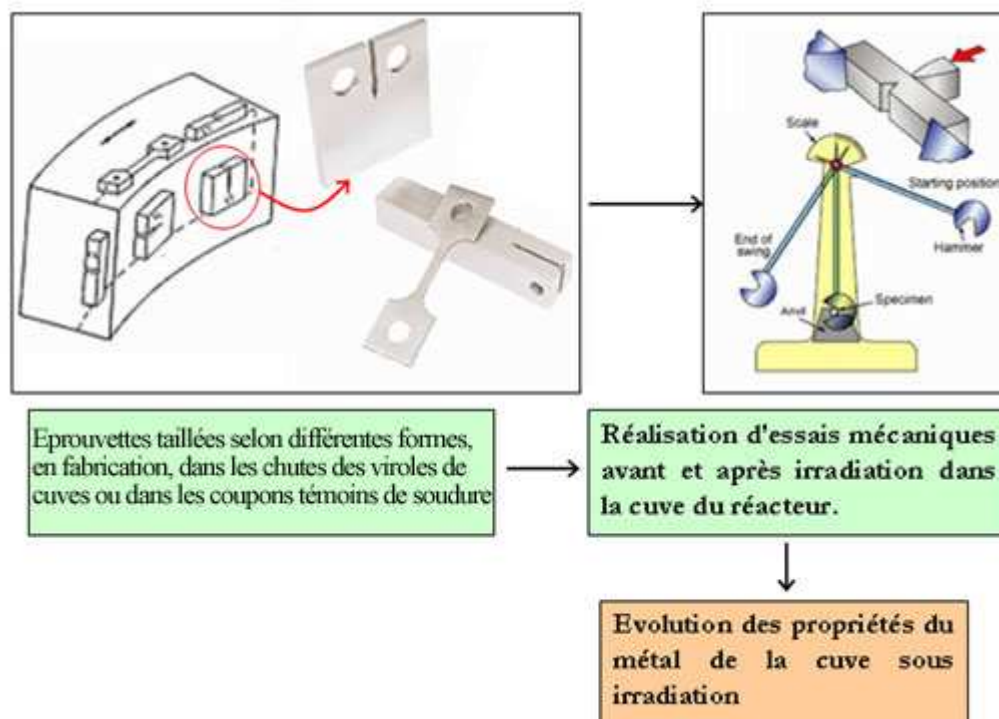


Figure 5 : principes des essais mécaniques réalisés pour surveiller les propriétés mécaniques de l'acier de cuve après irradiation

3.3. La prévision des effets de l'irradiation

EDF a également développé des modèles permettant de prédire les effets de l'irradiation sur les propriétés mécaniques du métal de la cuve. Ainsi, à partir de la composition chimique de l'acier d'une cuve et des données relatives à l'irradiation, il est possible de quantifier la diminution des propriétés mécaniques de la cuve.

Ce modèle repose sur de nombreux essais et sa validité est examinée au vu des résultats obtenus dans le cadre du programme de suivi de l'irradiation. Ce modèle fait également appel à des résultats obtenus sur des échantillons de métal irradiés expérimentalement afin de disposer de données supplémentaires.

L'examen de ce modèle, qui a été révisé au cours des dernières années pour prendre en compte les résultats les plus récents, est un élément essentiel de l'analyse par l'ASN de la démonstration de tenue en service des cuves.

4. La surveillance et la justification de l'absence de nocivité des défauts présents dans la cuve

4.1. Des défauts dus au procédé de fabrication

Les défauts sous revêtement (DSR) sont des fissures situées dans le métal de la cuve, juste sous le revêtement en acier inoxydable. Elles se sont formées pendant la fabrication des cuves, lors du refroidissement consécutif à la pose du revêtement par soudage. Elles sont dues à un phénomène dit de « fissuration à froid ».

Le soudage du revêtement a en effet pour conséquence de chauffer la zone soudée. Lors du refroidissement de la pièce après soudage, une fissure peut apparaître suite :

- à une fragilisation du métal consécutive au refroidissement brutal à la fin du soudage ;
- aux contraintes mécaniques dues au refroidissement ;
- à la présence d'hydrogène, apporté lors du soudage.

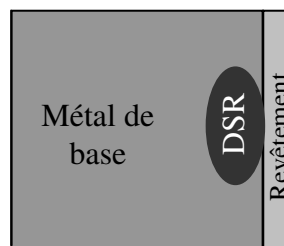


Figure 6 : localisation des défauts sous revêtement dans une cuve

Ce phénomène de fissuration à froid a été observé sur les tubulures dès 1978 et des mesures préventives ont été progressivement intégrées dans le processus de fabrication des tubulures. Les tubulures des cuves considérées comme pouvant contenir des DSR¹ ont été régulièrement contrôlées depuis 1985, ce qui a permis de détecter puis de suivre des DSR répartis sur 23 tubulures de 12 cuves.

Le phénomène de fissuration à froid n'a par contre été mis en évidence sur les viroles qu'au cours de contrôle effectués lors des premières ou secondes visites décennales des réacteurs². 33 DSR ont ainsi été découverts en service, à partir de 1993, sur les viroles de cœur de 10 réacteurs. La cuve du réacteur n°1 de Tricastin présente la particularité de regrouper plus de la moitié des DSR observés sur les cuves des réacteurs exploités par EDF. Les défauts découverts jusqu'à aujourd'hui ne dépassent pas une dizaine de millimètre de hauteur, pour une épaisseur totale de la cuve de l'ordre de 200 mm.

L'observation de ces défauts a conduit à la mise en œuvre de mesures destinées à prévenir leur apparition lors de la fabrication dont ont bénéficié l'ensemble des cuves des réacteurs de 1300 et 1450 MWe.

¹ C'est-à-dire n'ayant pas fait l'objet de ces mesures préventives

² Les contrôles n'ont pas concerné, lors de la première visite décennale, l'intégralité de la zone de cœur des cuves pour les réacteurs les plus anciens. La zone de contrôle a ensuite été étendue à la demande de l'ASN.

4.2. Le contrôle des défauts

Une grande partie des contrôles effectués sur le corps de la cuve reposent sur la Machine d'Inspection en Service (MIS). Cette machine permet de réaliser des contrôles par radiographie, par ultrasons et par courants de Foucault à l'intérieur de la cuve.

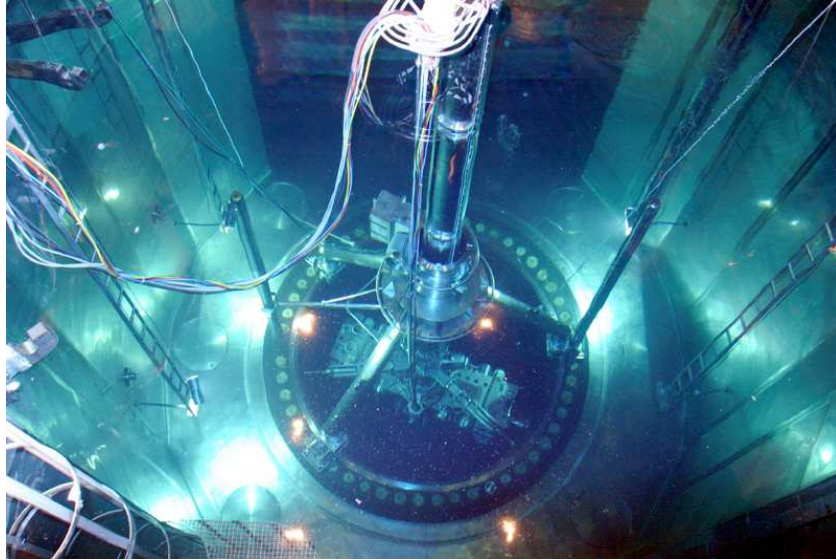


Figure 7 : vue de la machine d'inspection en service en phase de contrôle

Parmi les contrôles réalisés au titre de la surveillance de la cuve, certains sont dédiés au suivi des DSR et ont pour but :

- de détecter de « nouveaux » DSR, ou d'autres défauts de type différent, qui n'auraient pas été vus ou qui seraient apparus depuis le dernier contrôle;
- de vérifier l'absence d'évolution des DSR existants.

Ces contrôles sont prévus à chaque visite décennale, sauf dans le cas particulier de la cuve de Tricastin 1 pour laquelle une visite supplémentaire de la zone de cœur est programmée entre deux visites décennales. L'ensemble des viroles de cœur et des soudures sur ces viroles sont contrôlées.

Les contrôles réalisés à ce jour n'ont montré aucune évolution des défauts. Par ailleurs, EDF a amélioré au fil du temps la capacité de détection de ses moyens de contrôles.

4.3. La démonstration de l'absence de nocivité des défauts

Conformément aux exigences réglementaires applicables à la cuve des réacteurs, les défauts observés doivent faire l'objet d'une justification spécifique de leur absence de nocivité. Cette démonstration est apportée par EDF dans le cadre de la démonstration de tenue en service des cuves selon la démarche décrite ci-après.

5. L'examen par l'ASN de la démonstration de la tenue en service des cuves

5.1. Les principes de la démonstration

La justification de la tenue en service des cuves repose sur les contrôles réalisés en service, sur le suivi du vieillissement sous irradiation du métal de la cuve et sur la démonstration de l'absence de nocivité de défauts dont la présence est avérée ou simplement redoutée.

Les procédés de contrôle garantissent la détection de défauts dont la hauteur est supérieure à 5 mm. L'ASN considère donc qu'il ne peut être exclu qu'un défaut de 5 mm ne soit pas détecté et s'assure qu'EDF justifie l'absence de nocivité d'un défaut de cette taille, quelle que soit sa localisation. Par convention, la justification est apportée pour un défaut fictif qui serait situé sur la cuve la plus fragile, à l'emplacement où les propriétés mécaniques sont les moins bonnes. La validité de cette démonstration assure donc l'absence de nocivité de l'ensemble des défauts dont la taille est inférieure aux capacités de détection des moyens de contrôle.

Par ailleurs, EDF justifie le bon comportement des défauts « réels » détectés en service en considérant les propriétés mécaniques de la cuve sur laquelle le défaut a été observé.

La justification de la tenue en service des cuves impose de réaliser cette démonstration pour l'ensemble des situations dans lesquelles la cuve est susceptible de se trouver. Cela inclut les situations de fonctionnement normal mais également des situations accidentelles très peu probables et pouvant engendrer des contraintes très sévères sur la cuve.

La démarche retenue consiste donc à :

- estimer, à partir des données d'irradiation actuelles, l'irradiation de la cuve après 40 ans d'exploitation;
- définir la pression et la température, qui conditionnent les contraintes mécaniques vues par la cuve, au cours des situations de fonctionnement normal ou accidentel les plus sévères ;
- utiliser des formules prédictives permettant d'évaluer avec une confiance suffisante les dommages d'irradiation et leurs conséquences sur le comportement du métal de la cuve;
- mesurer les dimensions des éventuels défauts présents dans les cuves;
- utiliser des méthodes d'analyse mécanique prenant en compte l'ensemble des paramètres précédents pour justifier l'absence de nocivité des défauts étudiés, qu'ils soient fictifs ou réels.

5.2. Les situations accidentelles et leur impact sur la cuve

Parmi les situations étudiées dans le cadre de la démonstration de la tenue en service des cuves, on trouve les situations accidentelles. Certains accidents, comme par exemple une fuite importante sur le circuit primaire, peuvent nécessiter le recours à l'injection de sécurité, injection massive d'eau froide dans la cuve afin d'assurer le refroidissement du cœur du réacteur. Ce scénario génère un « choc froid » puisqu'on injecte dans la cuve, initialement remplie d'eau à plus de 300°C, de l'eau froide à une température de l'ordre de 10°C.

Il existe également d'autres situations, prises en compte dans l'analyse, qui peuvent conduire à de brusques variations de température ou de pression et engendrer des contraintes mécaniques importantes sur la cuve.

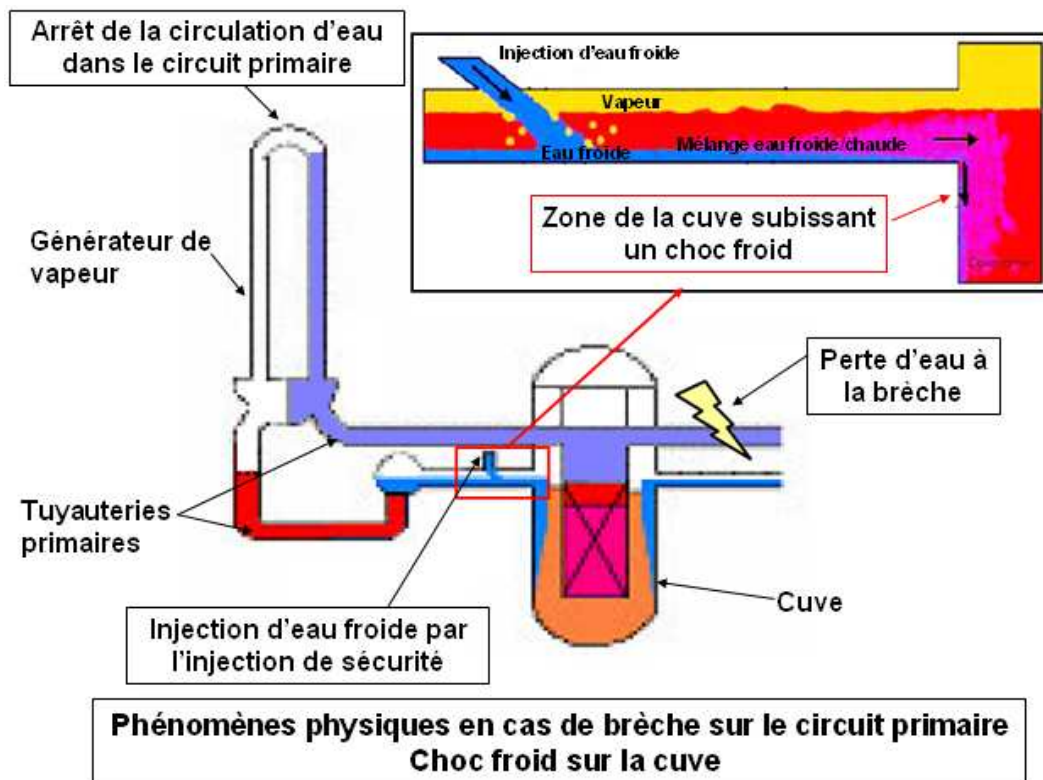


Figure 8 : phénomènes conduisant à un choc froid sur la cuve en cas de brèche sur le circuit primaire

5.3. Les principaux éléments examinés à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe

L'ASN et son appui technique l'IRSN procèdent régulièrement à l'examen des dossiers de justification de la tenue en service des cuves remis à jour par EDF. Cet examen vise notamment à s'assurer que la justification est réalisée en conformité avec les exigences réglementaires, qui imposent notamment l'utilisation de coefficients de sécurité. L'analyse consiste également à vérifier la validité des méthodes de calcul, des hypothèses et des données d'entrée utilisées : l'objectif est de s'assurer que les résultats fournis à chaque étape du calcul sont conservatifs et prennent en compte les incertitudes de façon satisfaisante.

Au cours de l'instruction menée par l'ASN et l'IRSN en 2010, ont ainsi été examinées :

- les dispositions de prévision de l'irradiation qui aura été reçue par la cuve à l'échéance de 40 ans ;
- l'exhaustivité de l'identification des scénarios à prendre en compte dans la démonstration afin de s'assurer qu'aucune situation potentiellement plus sévère que celles étudiées dans le dossier de justification n'avait été oubliée ;
- la validité des formules de prévision des effets de l'irradiation en s'assurant que le modèle est suffisamment conservatif pour que les prévisions ne soient pas dépassées ;
- l'analyse mécanique réalisée par EDF pour justifier la tenue des défauts.

5.4. Les conclusions de l'ASN concernant la poursuite d'exploitation des cuves des réacteurs de 900 MWe après leur troisième visite décennale

A la suite de l'instruction technique de la dernière version dossier de justification, l'ASN a formulé plusieurs demandes concernant la poursuite de travaux d'amélioration des méthodes employées, la fourniture de résultats complémentaires pour confirmer les données actuelles et la poursuite de l'étude du caractère conservatif de la méthode.

Les calculs réalisés par EDF montrent le respect des critères réglementaires pendant la période décennale suivant les VD3. L'ASN a également noté qu'EDF est en mesure de mettre en place rapidement, si nécessaire, des dispositions techniques permettant de garantir l'absence de nocivité des défauts si de nouveaux éléments venaient à remettre en cause le dossier actuel. Il s'agit par exemple de réchauffer l'eau d'injection de sécurité pour diminuer le choc froid en situation accidentelle. Cette mesure a été demandée par l'ASN pour le réacteur Saint-Laurent B1.

Par ailleurs, il existe des éléments bénéfiques dont l'ASN n'a pas tenu compte dans sa position, jugeant qu'EDF n'en avait pas démontré le conservatisme de façon suffisante. Des compléments d'études sont alors susceptibles de conforter encore les marges disponibles.

Au total, l'ASN a considéré que l'aptitude au service des cuves de tous les réacteurs de 900 MWe est vérifiée de manière générique pendant la période décennale suivant les VD3 des réacteurs.

6. Perspectives pour la poursuite d'exploitation

6.1. Des mesures pour limiter les effets du vieillissement

EDF a d'ores et déjà mis en place des mesures pour limiter le vieillissement des cuves des réacteurs. Il s'agit essentiellement de plans de chargement du combustible spécialement étudiés pour limiter l'irradiation de la cuve. Cette diminution est obtenue en optimisant la position dans le cœur des barres d'uranium « usées » par rapport aux barres « neuves », ces dernières étant placées plus loin des parois de la cuve. Ce programme permet une réduction importante de l'irradiation des cuves et limite leur fragilisation (voir figure 1).

6.2. L'amélioration de la performance des contrôles

Les procédés de contrôle ont été améliorés au fil des années et sont désormais capables de détecter les défauts de 5mm de hauteur. La garantie de cette détection est apportée par la qualification des procédés de contrôle, et notamment la réalisation d'essais sur maquette. L'amélioration des procédés de contrôle permet, dans la démonstration de la tenue mécanique de la cuve, de diminuer la taille du défaut dont on ne peut exclure qu'il ne soit pas détecté. Ainsi, la garantie de l'absence de défauts de petite taille permet de démontrer le bon comportement de la cuve à des fragilisations plus élevées que s'il s'agissait de défauts plus grands.

L'ASN note que des contrôles performants constituent le moyen le plus pertinent de s'assurer de la tenue en service des cuves et considère qu'EDF doit poursuivre ses efforts pour améliorer encore les procédés de contrôle utilisés.

6.3. Amélioration des méthodes d'études mécaniques

Les actions de recherche menées depuis de nombreuses années et le développement de moyens de calcul performants permettent désormais d'utiliser des modèles plus réalistes en ce qui concerne les calculs mécaniques. Il est également possible de prendre en compte de manière fine le comportement des matériaux et l'évolution des conditions de température et de pression au cours des situations accidentelles.

Ces évolutions permettent de réaliser des calculs plus fins, mettant en évidence l'existence de marges par rapport aux critères fixés par la réglementation. L'ASN et son appui technique l'IRSN s'assurent par ailleurs que l'utilisation de calculs optimisés ne conduit pas à une sous-estimation du risque.

6.4. Le suivi exercé par l'ASN

Les évolutions des moyens de contrôles et des méthodes de calculs conduit EDF à réviser périodiquement la démonstration de tenue en service des cuves. Les évolutions de cette justification font l'objet d'une attention particulière visant à s'assurer que le changement de méthode ne s'accompagne pas d'une sous estimation du risque de rupture de la cuve. L'ASN vérifie que les critères réglementaires sont respectés, que les coefficients de sécurité exigés par l'ASN sont pris en compte et que l'absence de risque de rupture reste garantie pendant toute la durée d'exploitation des réacteurs.

Cette démonstration est aujourd'hui apportée par EDF et jugée valide de manière générique par l'ASN pour 40 années d'exploitation. L'instruction n'a pas encore été menée pour une durée d'exploitation plus longue.