

LA FISSURATION PAR CORROSION SOUS CONTRAINTE DANS LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES FRANÇAIS D'EDF

1. DESCRIPTION ET CAUSES DE LA CSC

La corrosion sous contrainte (CSC) est un mode de corrosion assez répandu dans l'industrie conventionnelle (hors nucléaire) qui se caractérise par la fissuration d'un matériau au contact d'un environnement chimique. Il résulte généralement, pour un matériau sensible, de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique et d'un milieu agressif. Cette dégradation conduit à l'amorçage d'une ou plusieurs fissures puis à leur propagation au sein du matériau. La plupart du temps, cette propagation est de nature intergranulaire, c'est-à-dire qu'elle suit les joints de grain du matériau, comme l'illustre la figure 1 ci-dessous.

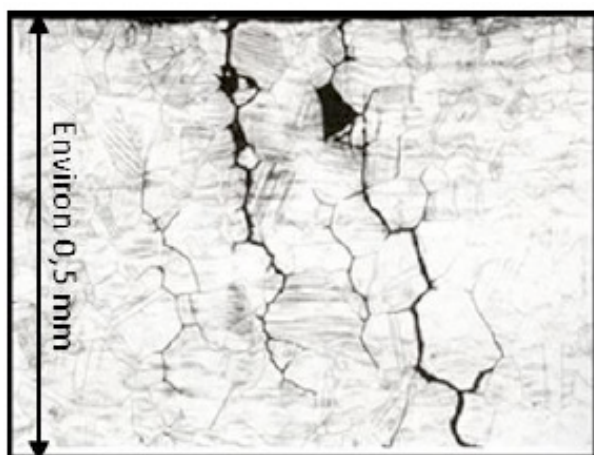


Figure 1 : Exemple de CSC dans un acier inoxydable au contact d'un fluide primaire de REP

Dans l'industrie nucléaire, les aciers inoxydables de structure austénitique utilisés pour la réalisation des branches du circuit primaire et des circuits connectés (RIS : Circuit d'Injection de Sécurité et RRA : Circuit de Refroidissement Réacteur à l'Arrêt) sont réputés peu sensibles à la CSC en présence du fluide du circuit primaire (Voir figure 2).

Lorsqu'elle se produit, c'est donc essentiellement sous l'effet des contraintes de traction présentes dans le matériau, ou en cas de pollution inopinée des fluides. Dans le circuit primaire des réacteurs nucléaires, la chimie du fluide est particulièrement surveillée, et est, *a priori*, peu propice à l'apparition de CSC.

Les contraintes sont liées aux opérations de fabrication, notamment lors des opérations de soudage (contraintes résiduelles après les traitements thermiques de détensionnement permettant de relâcher les contraintes sans affecter notablement les propriétés mécaniques) et de montage (pliage, mise en place), ainsi qu'aux conditions d'exploitation (cyclage thermique et en pression).

Le mécanisme élémentaire de la CSC est vraisemblablement l'oxydation du métal, et est thermiquement activé. Cela signifie que plus la température est élevée, plus les fissures s'amorcent tôt et plus elles se propagent vite,

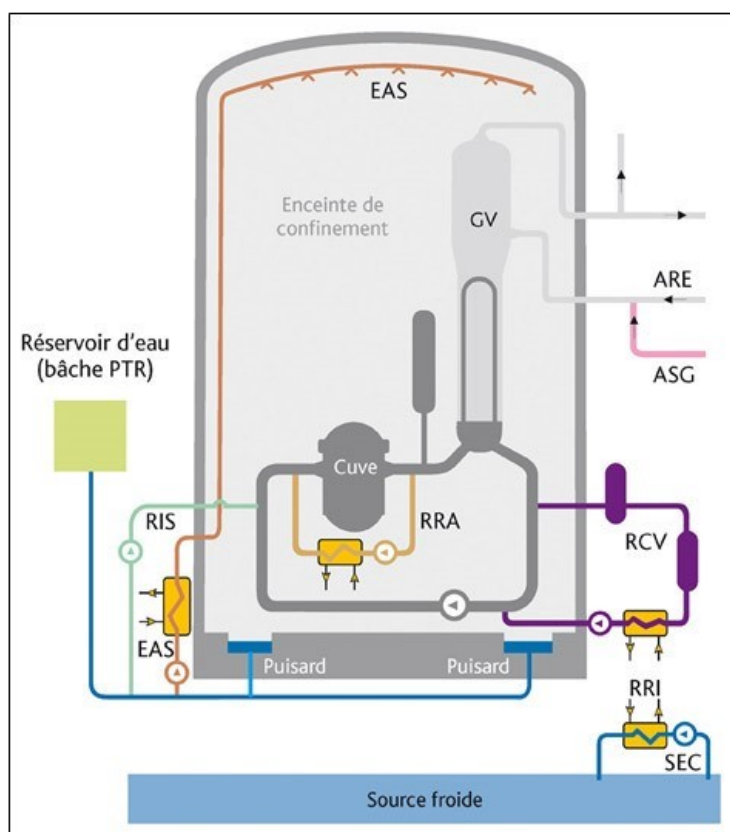


Figure 2 : Schéma d'un REP

Source : IRSN, les composants d'un réacteur en détail

pour un chargement mécanique et un environnement chimique donnés. Il s'agit d'un phénomène pernicieux puisqu'il n'est détectable qu'après une période d'incubation, qui peut durer plusieurs dizaines d'années. Il n'est possible d'identifier sa présence qu'une fois la fissuration amorcée, c'est-à-dire que des contrôles réalisés régulièrement sur les tuyauteries ne peuvent identifier le phénomène qu'une fois qu'un défaut est présent. L'ordre de grandeur des vitesses de propagation des fissures de CSC observées est variable, pouvant atteindre une vitesse de l'ordre de quelques dixièmes de millimètre par an à partir de l'amorçage.

Le phénomène de CSC des aciers inoxydables de structure austénitique est un phénomène rare dans un milieu comme le circuit primaire et les circuits connectés, mais pour lequel il existe néanmoins un retour d'expérience sur les réacteurs à eau sous pression (REP) et à eau bouillante (BWR). Environ 150 cas ont été recensés dans le monde durant les trente dernières années, sur des circuits primaires ou des circuits qui y sont connectés. Des réacteurs de tous âges ont été affectés et l'origine des cas constatés est très diverse, notamment pour ce qui concerne l'état de contrainte résiduelle réel qui peut être très différent de l'état visé ou prévu.

2. LES MOYENS DE DÉTECTION DE LA CSC

Les défauts dans les tuyauteries peuvent être détectés grâce à des examens non destructifs (END) sans altérer les équipements. Une large gamme de procédés d'END existe, répartie en deux catégories. Les procédés volumiques permettent de détecter des défauts enfouis dans la pièce (ultrasons [UT], radiographie [RT]) et les procédés surfaciques permettent de détecter des défauts débouchant ou à proximité de la surface (courants de Foucault [ET] ou ressuage [PT] par exemple).

Leur combinaison permet d'optimiser la détection et la caractérisation de fissures par CSC de dimensions de l'ordre de quelques millimètres, dans le volume des tuyauteries en acier inoxydable.

En suivi en service, l'un des procédés les plus couramment utilisés dans l'industrie nucléaire est l'END par ultrasons. Il n'émet pas de rayonnement ionisant contrairement à la technique END par radiographie et il peut être mis en œuvre sur une tuyauterie remplie d'eau, alors que la sensibilité de l'END par radiographie est réduite dans cette configuration. Le principe physique est similaire à une échographie médicale. Lors de sa propagation, si l'onde ultrasonore rencontre une discontinuité (par exemple une fissure), elle est alors réfléchiée ou diffractée et cet écho est enregistré puis analysé par le contrôleur.

Toutefois, dans le cas de pièces en acier inoxydable de structure austénitique, la structure métallurgique spécifique de ces aciers (anisotropie et taille de grains) interagit avec l'onde lors de sa propagation, ce qui provoque des échos parasites, un niveau de bruit élevé, et éventuellement des déviations de faisceau.

Dans ce cas, l'écho réfléchi ou diffracté par une fissure causée par la CSC peut être difficile à identifier correctement, notamment vis-à-vis de ces échos parasites (voir figure 3). L'enjeu pour le contrôleur est de discriminer un écho dit « parasite » provenant du bruit de structure d'un écho provenant d'une fissure.

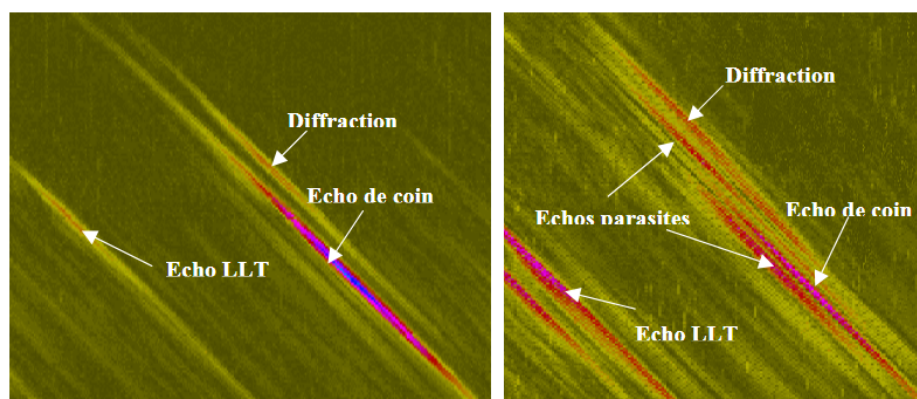


Figure 3 : Exemple d'images ultrasonores de type B d'un réflecteur artificiel situé en dehors (à gauche) et dans une soudure (à droite) d'un matériau inoxydable de structure austénitique.

Les performances des contrôles ultrasonores se sont sensiblement améliorées ces dernières années grâce à la prise en compte et la modélisation de ces phénomènes, la mise en œuvre de paramètres de contrôle optimisés (fréquence de l'onde ultrasonore, angle de propagation, type de capteur), et des traitements de signaux spécifiques permettant ainsi de détecter des défauts de dimension plus petite, de manière fiable et non ambiguë.

3. HISTORIQUE DE LA DÉTECTION DE FISSURES PAR CSC DANS LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES D'EDF

En octobre 2021, au cours de l'arrêt pour visite décennale (VD) du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux, des contrôles par ultrasons de plusieurs soudures de tuyauteries des circuits auxiliaires du circuit primaire principal, notamment les circuits RIS et RRA, ont révélé des indications notables aux abords de soudures (voir figure 4), initialement attribuées au phénomène de fatigue thermique. D'autres indications similaires ont ensuite été détectées en novembre 2021 sur des circuits similaires sur le réacteur 1 de Penly.

Compte tenu du caractère inattendu et non unique de ces indications, EDF a décidé de découper les parties de tuyauteries affectées et de réaliser des expertises destructives approfondies pour identifier la nature et les caractéristiques de ces indications. Dès décembre 2021, ces premières expertises ont permis d'attribuer l'origine de ces fissures à de la corrosion sous contrainte, bien que le contexte (matériau, chimie du fluide primaire et niveau de contrainte) ne permettait pas, *a priori*, de craindre un risque de CSC dans ces zones.

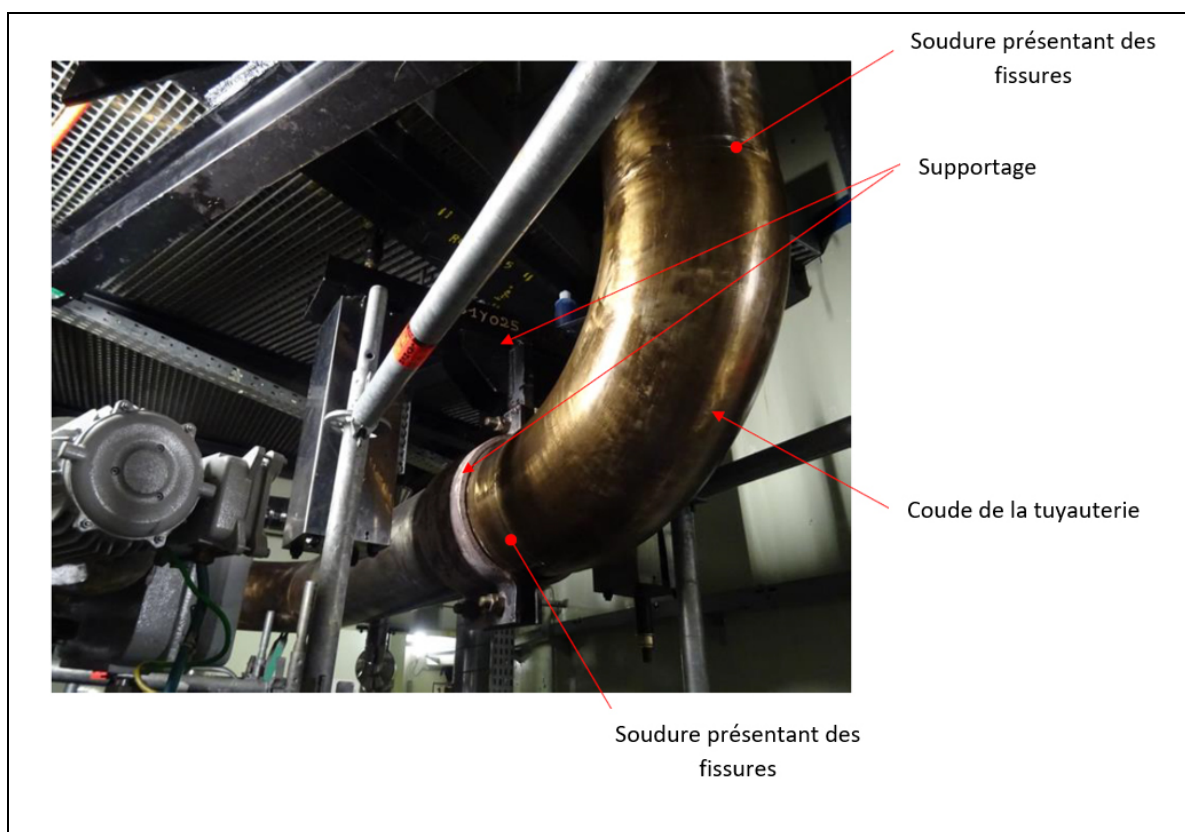


Figure 4 : Environnement mécanique des soudures des tuyauteries RIS présentant des cas de fissuration par CSC

La fissuration par CSC n'est toutefois pas un mécanisme d'endommagement identifié dans la doctrine de maintenance d'EDF. Aussi, fin 2021, EDF a engagé des actions afin d'une part, de détecter les fissures de CSC des tuyauteries en acier inoxydable des circuits primaires de tous les réacteurs du parc en exploitation, et d'autre part de caractériser la nocivité de ces fissures et d'en comprendre l'origine.

Ce programme étendu de vérifications par END et d'expertises sur des tronçons prélevés a conduit à identifier la présence d'indications similaires dans d'autres réacteurs et à identifier les groupes de réacteurs les plus affectés, à savoir ceux des paliers N4 (4 réacteurs) et P'4 (12 réacteurs).

Compte tenu du caractère générique de cet incident, susceptible d'affecter tout ou partie du parc nucléaire français, et de son impact potentiel sur la sûreté des réacteurs puisqu'il concerne des circuits de sécurité nécessaires au refroidissement du réacteur, il a été classé au niveau 2 (incident sans conséquence radiologique associé à une défaillance importante des dispositions de sûreté) de l'échelle INES qui en comporte 7.

4. BILAN DES EXPERTISES RÉALISÉES PAR EDF

Ces expertises ont confirmé les corrélations existant entre les dimensions de ces fissures, l'état de contrainte local et le niveau des températures. Il apparaît également que l'initiation des fissures a été très précoce (probablement dès les premiers cycles thermiques) et que la propagation est très lente. Il apparaît d'ailleurs que cette propagation s'arrête dès que la pointe de la fissure pénètre dans une zone où les contraintes s'inversent pour passer en mode « compression », ce qui est le cas au-delà de la zone de la passe « racine » située à quelques millimètres de profondeur, ce qui est illustré dans la figure 5 ci-dessous.

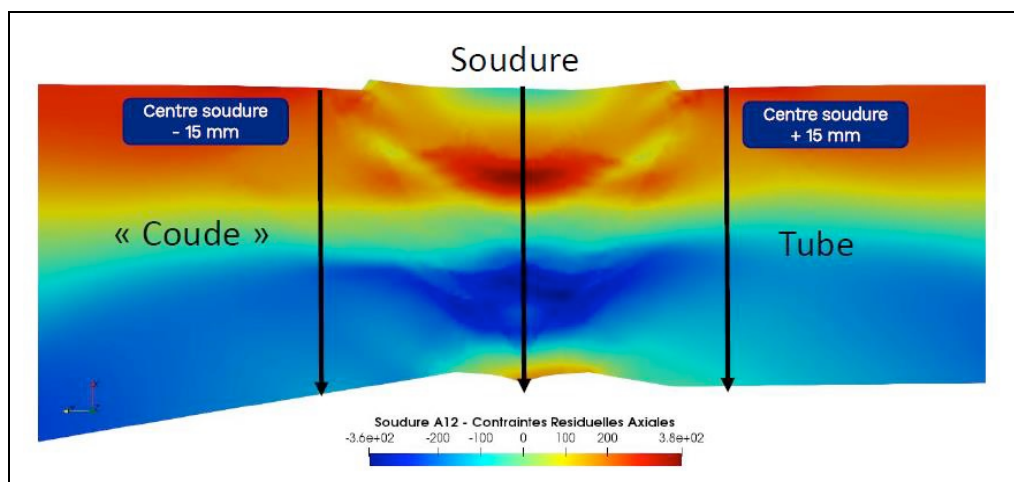


Figure 5 : Exemple de modélisation des contraintes résiduelles de soudage après traitement thermique de détensionnement dans une soudure potentiellement affectée par la CSC (document EDF)

De même les expertises destructives n'ont jamais permis d'associer la présence de CSC avec celle d'un autre défaut pré-existant lors de la fabrication, ce qu'a confirmé la relecture des documents relatifs aux END réalisés en fin de fabrication dans les zones affectées. Le fait que les 2 paliers qu'EDF a identifié comme les plus susceptibles à ce phénomène soient constitués par les réacteurs les plus récents du parc, écarte l'hypothèse d'un phénomène provoqué ou accéléré par le vieillissement.

Par ailleurs, les expertises réalisées par EDF sur des portions de tuyauteries prélevées sur site et contenant des fissures par CSC et l'analyse de l'environnement thermo-mécanique et chimique des soudures affectées par la CSC n'ont pas permis d'identifier clairement les causes « racine » de l'apparition de ce phénomène. Les conclusions d'EDF mentionnent que les paramètres de premier ordre seraient le chargement thermomécanique, notamment dû à de la stratification thermique dans certains tronçons horizontaux des lignes, et la température de fonctionnement ; au deuxième ordre, EDF a identifié également certaines configurations de soudage.

À la demande de l'ASN, ces conclusions ont été présentées au GPESPN (Groupe Permanent d'Experts pour les Equipements Sous Pression Nucléaires) et examinées par l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire). Ces 2 organisations ont proposé de rajouter aux causes « racine » identifiées par EDF certaines fluctuations de la chimie du fluide contenu dans le circuit primaire et spécifiquement celle des lignes RIS et RRA qui, bien que connectées aux boucles primaires, ne sont pas parcourues par le débit principal ; le paramètre à surveiller serait la teneur en oxygène dissous qui pourrait, dans certains cas être plus élevée que la normale, et fluctuer localement dans ces lignes. Cette proposition a été reprise par l'ASN et est en cours d'examen par EDF.

Récemment (début mars 2023), EDF a signalé à l'ASN la détection d'autres défauts de grande hauteur sur une ligne RIS du réacteur 1 de Penly. Cette découverte concerne une soudure située sur une portion de ligne jusqu'à présent considérée comme non sensible à la CSC, mais ayant fait l'objet d'une double réparation lors de sa fabrication, ce qui est de nature à modifier ses propriétés mécaniques et les contraintes internes du métal au niveau de cette zone. Ceci a conduit EDF à identifier les soudures ayant subi un traitement similaire et à les inclure dans le programme de contrôle décrit au paragraphe 6.1.

5. IMPACT D'UNE RUPTURE DE SOUDURE DE CIRCUIT RIS OU RRA SUR LA SÛRETÉ DU RÉACTEUR

À la demande de l'ASN, EDF a évalué le risque de rupture brutale (c'est-à-dire sans déformation plastique macroscopique et avec une vitesse de propagation très rapide de la fissure), tout d'abord selon la démarche exigée par la réglementation et codifiée par le code RSEM (Règles de Surveillance en Exploitation des Matériels

Mécaniques des Ilots Nucléaires REP) édité par l'AFCEN. Cette démarche est pénalisante par les hypothèses prises concernant la géométrie des défauts, les caractéristiques mécaniques retenues pour le matériau, le niveau des contraintes appliquées et les marges intrinsèques présentes dans les calculs. Elle permet de calculer les dimensions d'un défaut critique qui conduirait à la rupture brutale ; en comparant ces dimensions à celles des défauts expertisés dans les prélèvements réalisés, EDF justifie des marges qui sont toutefois faibles dans certaines configurations.

En accord avec l'ASN, EDF a ensuite déployé une méthodologie de calcul mettant en œuvre des hypothèses réalistes, notamment en matière de non-cumul de certaines situations incidentelles en cas de séisme et d'application d'un coefficient de 1.1 correspondant aux critères des accidents les plus graves. Les résultats exprimés sous forme de marges sont peu différents de ceux obtenus avec la démarche codifiée, ce qui a conduit EDF à identifier les sollicitations liées à l'exploitation (notamment les chocs thermiques) qui impactent le plus ces marges, et à proposer des adaptations des procédures de conduite conduisant à diminuer ces sollicitations.

Plus globalement, EDF a montré que, même en cas de rupture d'une des tuyauteries affectées par ces défauts, les critères de sûreté définis pour les accidents de perte de réfrigérant primaire (accident de 4^{ème} catégorie) sont respectés, à la fois pour les réacteurs de 900 et de 1300 MWe. A la demande de l'ASN, EDF a étudié les conséquences de la rupture simultanée de 2 lignes RIS sur la sûreté du réacteur concerné, pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe. Ces études, réalisées avec des hypothèses dites réalistes, concluent également au respect de ces critères de sûreté de 4^{ème} catégorie.

L'ensemble de ces travaux ont été soumis à l'IRSN qui a considéré que les différentes approches étudiées par EDF sont acceptables dans leur principe. Toutefois l'Institut a identifié certaines hypothèses relatives aux caractéristiques mécaniques des matériaux qui devront être confirmées par EDF à travers son programme expérimental prévu sur l'expertise des prélèvements de parties de soudures affectées par la fissuration due à la CSC.

Par ailleurs, l'IRSN estime que l'impact des contraintes résiduelles de soudage pour l'évaluation des dimensions de défaut critique doit être quantifié. Concernant les analyses codifiées, l'optimisation de la méthode d'analyse est possible pour certains cas d'étude, notamment par la réalisation de calculs en élastoplasticité avec modélisation explicite de la fissure ou par les analyses séparées du risque d'amorçage et d'instabilité de la déchirure ductile, ce qui pourrait conduire à revoir à la hausse les facteurs de marge ainsi que les hauteurs de défaut critique obtenues.

Il est important de noter que ces analyses ne sont pas destinées à justifier le maintien en l'état des lignes affectées par la CSC, mais d'apporter une appréciation plus précise du risque de rupture en support à des études de sûreté.

6. STRATÉGIE DÉPLOYÉE PAR EDF POUR LE TRAITEMENT DE CET INCIDENT

6.1. Identification des réacteurs concernés la fissuration par CSC

Pour les réacteurs dont la présence de fissures provoquées par la CSC est avérée (expertises destructives sur des prélèvements de lignes), fortement suspectée (indications non ambiguës détectées par des contrôles non destructifs), ou probable (par analogie des configurations), EDF a décidé l'arrêt de ces réacteurs dès l'automne 2021, puis au fur et à mesure de l'arrivée de nouvelles informations. En complément, d'autres réacteurs ont été arrêtés pour réaliser des prélèvements et des contrôles non destructifs complémentaires destinés à déterminer les familles de réacteurs susceptibles – ou pas – d'être concernés par cet incident.

Au total 25 réacteurs ont été arrêtés à un moment ou à un autre pour réaliser ces opérations. Pour certains réacteurs, la durée de l'arrêt a été assez courte (quelques semaines) et l'exploitation a pu reprendre quand aucun indice de présence de CSC n'a été mis en évidence. Par contre, un arrêt de plus longue durée a été nécessaire pour une quinzaine de réacteurs quand des réparations étaient nécessaires.

EDF s'est engagé à réaliser des contrôles non destructifs sur l'ensemble des lignes potentiellement concernées par la CSC sur tous les réacteurs du parc y compris ceux dont EDF a estimé que le risque est faible ou inexistant, d'ici la fin 2025, en fonction des opérations de maintenance déjà prévues.

Concernant ces contrôles non destructifs, essentiellement par ultrasons pour l'instant, EDF a développé une technique dite « améliorée » à l'aide de traducteurs multi-éléments permettant une exploration de la zone sous un grand nombre d'orientations, ce qui conduit à améliorer la sensibilité et la fiabilité de l'examen.

À l'heure actuelle, cette nouvelle technique est utilisée en tant que moyen d'expertise, mais elle est destinée à être mise en œuvre à grande échelle dans le cadre du suivi en service du parc ; elle devra faire l'objet d'une qualification conformément à la réglementation. En parallèle, EDF travaille sur d'autres techniques complémentaires, notamment le ressuage, le télévisuel haute définition et les courants de Foucault.

6.2. Mesures compensatoires en exploitation

En attendant la fin de l'instruction par l'ASN de l'ensemble du dossier, EDF s'est engagée à mettre en place des mesures compensatoires sur les réacteurs maintenus en exploitation. Elles visent à :

- limiter les transitoires qui pourraient conduire à solliciter de manière importante des fissures dues à de la CSC dont la présence n'aurait pas encore été signalée,
- mieux gérer la chimie locale du fluide primaire dans ces lignes, notamment la teneur en oxygène dissout,
- détecter au plus tôt les fuites qui pourraient survenir au niveau de ces fissures,
- mettre en place un programme de contrôles non destructifs avec des techniques avancées (cf. paragraphe précédent).

6.3. Réparations et remise en état des lignes affectées par la CSC

Elles nécessitent la fabrication de nouveaux tronçons de tuyauteries qui sont soudés au reste du circuit. Dans la mesure où la nature et le procédé de mise en forme n'ont pas été identifiés comme des paramètres importants pour la CSC, EDF a décidé de reconduire les procédures industrielles mises en œuvre lors des fabrications initiales. La géométrie de ces tronçons est similaire à celle des tronçons prélevés, mais avec des adaptations locales pour tenir compte de l'épaisseur des découpes et améliorer l'accessibilité aux zones soudées, notamment pour les contrôles non destructifs. EDF a dû optimiser également les opérations de mise en place et de rabouillage des tronçons pour limiter les contraintes qui pourraient en résulter.

La réalisation de ces opérations a nécessité une forte mobilisation du tissu industriel, que ce soit pour la fabrication des nouveaux tronçons, les découpes sur les tronçons existants, puis les opérations de soudure et de contrôles. A la mi-mars 2023, il restait 5 réacteurs pour lesquels les réparations étaient en cours. EDF prévoit la fin des opérations de réparations pour les lignes déjà identifiées comme contenant, ou fortement susceptibles de contenir, des fissures provoquées par la CSC, d'ici la fin 2023.

En parallèle, le programme de recontrôles de toutes les lignes potentiellement concernées par la CSC devrait se poursuivre jusqu'en 2025, et pourrait nécessiter des réparations supplémentaires.

6.4. Poursuite des programmes de compréhension de l'incident

À la demande de l'ASN, EDF s'est engagé à poursuivre le programme d'expertises complémentaires lancé sur les paliers P4 et N4 pour parfaire la caractérisation des défauts, et l'étendre aux paliers CP0 et CPY (900 MWe). De même, EDF doit améliorer la connaissance de certaines caractéristiques mécaniques réelles du matériau de base ainsi que des zones soudées (notamment le niveau d'écrouissage et la ténacité), de manière à améliorer la pertinence des calculs de défauts critiques et de la cinétique de propagation des fissures. Ceci conduira probablement EDF à revoir sa stratégie de maintenance du parc pour les années à venir.

Un Retour d'Expérience sera à réaliser par EDF, de manière à identifier de manière générique les évolutions de conception qui, à l'avenir, permettraient de limiter le risque d'apparition de CSC dans d'autres circuits, en s'assurant qu'elles n'entraînent pas d'autres effets défavorables. Ces évolutions pourront notamment porter sur le nombre de soudures, la géométrie des chanfreins, l'état de surface des soudures (arasage, mise en compression de la paroi interne), le traitement thermique des soudures, le conditionnement thermique des lignes et la réduction d'apports en oxygène par les moyens d'appoint au circuit primaire.

7. RÉFÉRENCES

Beaucoup d'informations de nature techniques et réglementaires sont accessibles sur les sites de l'IRSN et de l'ASN, et ont servi à l'élaboration de cette fiche. Dans le cadre de la loi TSN (Transparence et Sécurité Nucléaire) de 2006, certains documents de fond sont même téléchargeables.