

IRSNINSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCÉAIRE**DIFFUSION LIMITÉE**Ce document ne peut être diffusé qu'aux
Personnes ayant à en connaître

Corrosion intergranulaire des tubes de GV de Bugey 3 au droit des plaques entretoises

RAPPORT DSR N° 335

DIRECTION DE LA SÛRETÉ DES REACTEURS

Mars 2010

CEIDRE a38318

12/04/2010



D10A0128396

AVIS/DSR N° 2010 - 84	Date : 5 mars 2010
SAISINE :	Saisine CODEP-DEP-2010-006318 du 4 février 2010
FICHE D'ANALYSE DÉTAILLÉE	

SOMMAIRE

1 INTRODUCTION.....	2
2 ETAT DU FAISCEAU TUBULAIRE DES GV DE BUGEY 3 A L'ISSUE DU DERNIER CYCLE DE FONCTIONNEMENT	4
2.1 PRESENTATION DU FAISCEAU TUBULAIRE DES GV DE BUGEY 3 ET DE SES ELEMENTS DE SUPPORT ..	4
2.2 PROCEDES DE CONTROLE NON DESTRUCTIF	8
2.3 PROCEDE DE CONTROLE MULTI-ELEMENTS "SONDE-X"	16
2.4 PROCÉDÉ DE CONTRÔLE SPÉCIFIQUE "STT/S10"	18
2.5 BILAN DES CONTROLES NON DESTRUCTIFS	19
2.6 BILAN DES EXPERTISES SUR TUBES EXTRAITS.....	36
3 MECANISMES DE DEGRADATIONS ACTIFS	55
3.1 DEFINITIONS ET CARACTERISATION DE L'IGA ET DE L'IGSC	56
3.2 PHENOMENOLOGIE.....	57
3.3 CINETIQUES DE PROPAGATION RETENUES POUR BUGEY 3	70
4 ANALYSE MECANIQUE	80
4.1 GENERALITES	80
4.2 CONDITIONS AUX LIMITES ET EFFORTS SUR LES TUBES DU FAISCEAU TUBULAIRE DE BUGEY 3.....	81
4.3 ESSAIS MECANIQUES SUR TUBES EXTRAITS.....	82
4.4 DEFINITION DU DEFAUT CRITIQUE.....	84
5 SURETE ET SURVEILLANCE DES GV EN FONCTIONNEMENT.....	92
5.1 ASPECTS SURETE	92
5.2 SUIVI EN FONCTIONNEMENT DES FUITES DU PRIMAIRE VERS LE SECONDAIRE.....	95
5.3 ANALYSE IRSN POUR LE PROCHAIN CYCLE DE FONCTIONNEMENT	100
6 CONCLUSIONS	103
7 REFERENCES	106

1 INTRODUCTION

Lors des contrôles du faisceau tubulaire du Générateur de Vapeur (GV) de la boucle 1 de Bugey 3 réalisés au titre du Programme de Base de Maintenance Préventive (PBMP), une fissure circumférentielle a été détectée pour le tube L12C32 au droit de la plaque entretoise n°2 (PE2) du côté de la branche chaude. Selon les éléments présentés dans la doctrine de maintenance d'EDF, cette dégradation n'était pas envisagée. A la suite de cet événement, EDF a mis en œuvre un important programme de caractérisation de l'état du faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 de Bugey 3. Ce programme est fondé sur la réalisation de contrôles non destructifs complémentaires à ceux réalisés au titre du PBMP et sur l'expertise de tubes extraits. EDF a ensuite mis hors service par bouchage les tubes qui présentaient une nocivité significative vis-à-vis du risque de RTGV sur le cycle de fonctionnement à venir en attente du Remplacement des Générateurs de Vapeur (RGV). Sur la base de ce programme de maintenance spécifique, EDF considère que *"la tranche de Bugey 3 peut être remise en exploitation jusqu'au RGV, prévu en septembre 2010, sans risque significatif de RTGV sur la période"* [1]. Pour arriver à cette conclusion, EDF a retenu la démarche suivante [10] :

"Les expertises métallurgiques sur tubes extraits du GV 1 ont montré les endommagements habituellement constatés (IGA, fissures d'IGSCC longitudinales) mais également un endommagement de type fissure d'IGSCC circumférentielle. Par ailleurs, comme sur les GV de la tranche 2 de Fessenheim, de l'IGA profonde a été observée sur les trois GV. De ce fait, le GV1 se démarque très sensiblement des deux autres GV ce qui a été confirmé par l'ensemble des contrôles effectués.

Deux méthodes de contrôle ont été développées pour répondre à cette situation nouvelle :

- Pour la détection de l'IGSCC circumférentielle, les différentes étapes suivies ont consisté en la mise au point des méthodes de tri adapté et son exhaustivité, la première mise en œuvre du moyen de contrôle dédié (STT) au niveau des plaques entretoises et la validation des performances du procédé à partir de la description de l'endommagement des tubes extraits. La performance obtenue par ce contrôle permet de garantir la détection de toutes les fissures circumférentielles sur un secteur d'au moins 50° à la profondeur de 40% de l'épaisseur du tube.*
- Pour la détection de l'IGA profonde : les différentes étapes suivies ont consisté au développement d'une méthode adaptée au cas particulier des GV de Bugey 3 à partir de la sonde tournante S10, à la mise au point d'une méthode de tri adapté et son exhaustivité et à la validation des performances du procédé à partir de la description de l'endommagement des tubes extraits. La performance obtenue par ce contrôle permet de garantir la détection de tous les secteurs d'IGA profonde affectant 45% de la section du tube.*

En parallèle, une ré-analyse de la démonstration d'intégrité des tubes au niveau des plaques entretoises a été effectué au vu du retour d'expérience en prenant en compte la ruine mécanique par les différents modes d'endommagement et leur cinétique propre.

Cette analyse a permis de définir les défauts admissibles en début d'un cycle correspondant à une année de fonctionnement :

- IGSCC circumférentielle : fissure traversante d'extension angulaire 148° ;*
- IGA profonde : section du tube affectée de 63% ;*
- Combinaison des deux défauts : perte d'épaisseur moyenne par IGA correspondant à 45% de la section du tube et fissure d'IGSCC circumférentielle sur un secteur traversant de 79°.*

Compte tenu des performances des moyens de contrôle, les critères d'obturation ont été choisis sur la base des endommagements du GV1, à savoir l'existence de fissures circonférentielles combinées à de la corrosion intergranulaire généralisée, permettant de prendre en compte la combinaison des défauts. Ces critères sont respectivement un secteur d'IGA affectant 45% de la section du tube, détecté par la sonde S10, et une fissure de 50° à la profondeur de 40% de l'épaisseur du tube, détectée par la sonde STT.

Par conservatisme, [EDF] a appliqué ces critères correspondant à la combinaison des deux défauts aux trois GV de Bugey 3 sachant que cette situation n'est pas avérée dans le cas des GV2&3 pour lesquels un critère basé uniquement sur l'existence d'IGA aurait pu être retenu (section de 63% affecté d'IGA). L'application de ces critères a conduit à l'obturation d'un complément de 58 tubes pour le GV1, 2 tubes pour le GV2 et 1 tube pour le GV3 par rapport à l'application du PBMP.

Au fil des étapes du raisonnement, de nombreux conservatismes sont notés concernant aussi bien la définition des défauts critiques admissibles que les critères d'obturation et dont les principaux sont les suivants :

- défauts admissibles déterminés avec de nombreux conservatismes et dont des cinétiques enveloppes pour chacun des modes de dégradation,
- prise en compte d'un cycle d'une année alors que le redémarrage de Bugey 3 est prévu pour un cycle de moins de 6 mois avant le RGV,
- obturation sur un critère de fissure circonférentielle bien en deçà du défaut admissible.

En définitive, les bouchages effectués conduisent à garantir l'aptitude des faisceaux tubulaires à la tenue en service pour le cycle suivant."

L'ASN a alors saisi l'IRSN sur le dossier présenté par EDF [11].

L'IRSN a articulé son analyse selon les étapes suivantes :

- évaluation de l'état du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 à l'issue du dernier cycle de fonctionnement en détaillant les performances des procédés de contrôle,
- analyse des mécanismes de dégradations actifs et de leur cinétique,
- analyse de la tenue mécanique des tubes des GV de Bugey 3 pour le cycle à venir,
- conséquences de l'endommagement des tubes de GV sur la sûreté de l'installation et surveillance de l'étanchéité du faisceau tubulaire en service.

2 ETAT DU FAISCEAU TUBULAIRE DES GV DE BUGEY 3 A L'ISSUE DU DERNIER CYCLE DE FONCTIONNEMENT

Ce chapitre contient une présentation des générateurs de vapeur de Bugey 3 et des moyens de contrôle utilisés au titre du PBMP ou au titre du programme d'expertise pour détecter et caractériser la corrosion au droit des plaques entretoises. Il dresse ensuite le bilan des contrôles réalisés ainsi que des expertises effectuées sur les tronçons de tubes extraits. L'analyse de l'IRSN concernant les procédés de contrôle non destructif et les enseignements tirés des expertises des tronçons extraits est ensuite présentée.

2.1 PRESENTATION DU FAISCEAU TUBULAIRE DES GV DE BUGEY 3 ET DE SES ELEMENTS DE SUPPORT

Les GV de Bugey 3 sont des échangeurs évaporateurs à recirculation naturelle. Ils sont du type à calandre et tubes en "U" disposés verticalement. Les GV de Bugey 3 sont de conception Framatome type 51A dont un schéma est présenté en Figure 1. Le support du faisceau tubulaire est composé de plaques entretoises et de tirants. Le faisceau tubulaire et son support ont les caractéristiques suivantes :

- Tubes
 - nombre : 3383
 - diamètre externe : 22,22 mm (7/8"), tolérances : +0,13 mm ; -0,18 mm
 - épaisseur : 1,27 mm (1/20"), tolérances : +0,12 mm; -0,12 mm
 - matériau : alliage 600 MA (Mill Annealed)
 - fabricant : Vallourec
 - expansion mécanique dans la plaque à tubes (Dudgeonnage Intégral DI)
- Plaques entretoises (type C1, schéma en Figure 2)
 - nombre : 8 ¹
 - type : passages percés des tubes et du fluide secondaire
 - épaisseur : 19 mm
 - matière : A37 CP (acier non allié SA 285 gr C)
 - six ouvertures rectangulaires dans le rû d'eau
 - passage des tubes par des trous ronds alésés ($\varnothing 22,6^{+0,4+0}$)
 - trous de circulation du fluide secondaire ($\varnothing 19,05^{+0,4+0}$) dans l'espace inter-tube sauf pour les zones en périphérie de plaque qui sont proches du calage antisismique
 - deux plaques de passage rectangulaires à 53° 30 et 233° 30 (un accès au faisceau est ménagé pour le tubage, ce passage est ensuite obturé, voir la Figure 2)
 - chaque plaque entretoise est bloquée dans son plan par 6 blocs antisismiques soudés à la virole du faisceau

¹ NB : il n'y a pas de Plaque de Répartition de Débit (PRD) sur les GV de type 51A

- Tirants

- les tirants sont de type monobloc (voir schéma en Figure 3)
- nombre : 5 (leur position est précisée en Figure 2)
- matière : E26.1 pour les tirants (acier non allié SA 206 gr. B) et A33 pour les tubes entretoises (acier non allié)
- seul le tirant central a des tubes entretoises fixés par soudure aux plaques, pour les tirants périphériques, les tubes entretoises sont en simple appui entre deux plaques

L'IRSN rappelle qu'EDF dispose d'une faible visibilité sur l'état du support du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 en raison notamment d'une accessibilité limitée. Le retour d'expérience d'EDF montre que les éléments de support du faisceau tubulaire peuvent faire l'objet d'endommagement, constitué par exemple par la fragmentation des plaques entretoises observée à Fessenheim 2 à l'issue d'une opération de nettoyage chimique réalisée en 1992, ou d'autres désordres inattendus comme par exemple le colmatage des passages foliés des GV de type 51B.

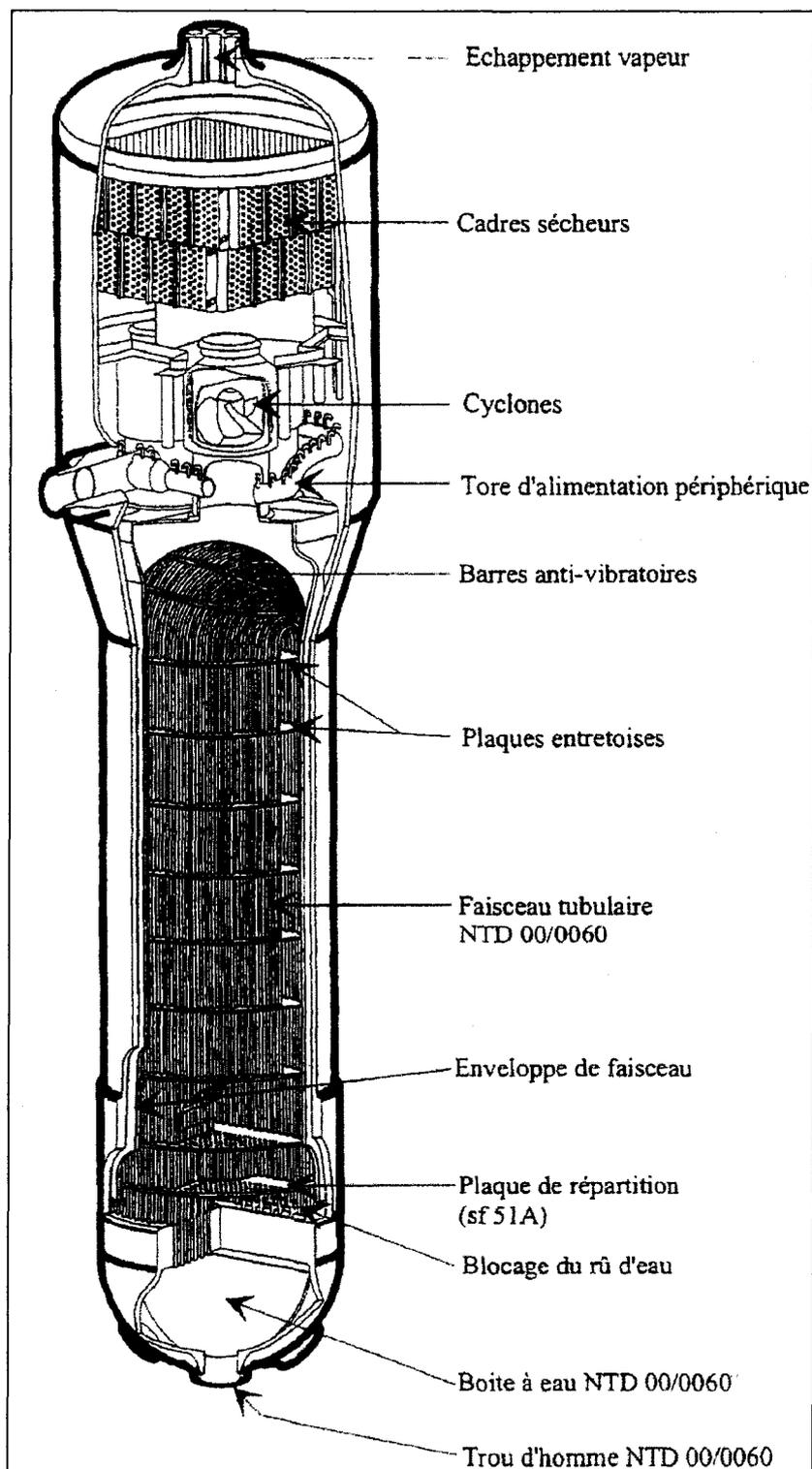
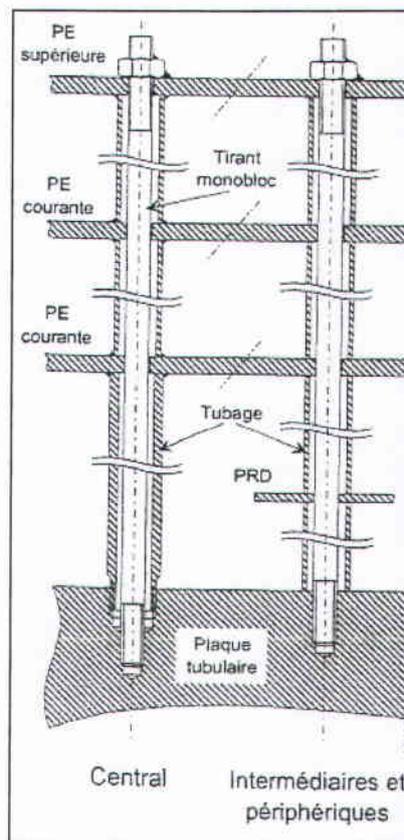
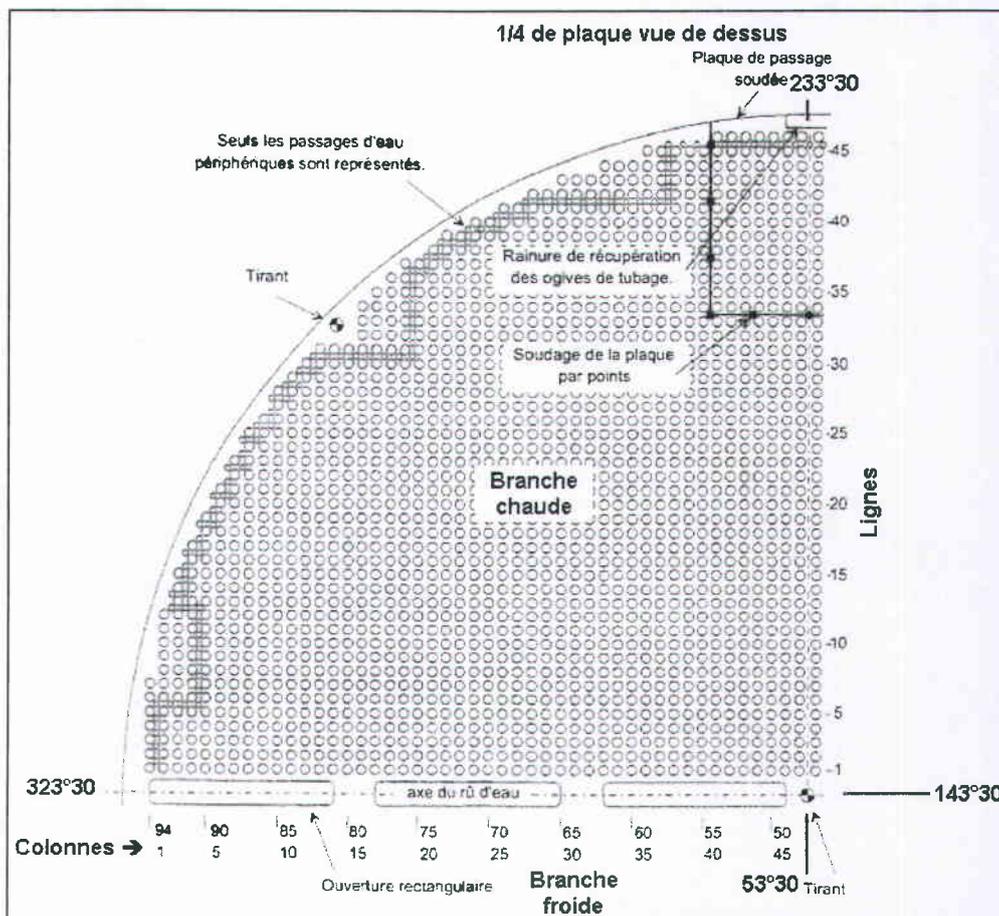


Figure 1 : Schéma d'un GV de type 51A



2.2 PROCÉDES DE CONTRÔLE NON DESTRUCTIF

EDF utilise plusieurs procédés de contrôle par courants de Foucault (CF) pour évaluer l'état de santé du faisceau tubulaire :

- le procédé SAX (Sonde AXiale),
- le procédé STL (Sonde Tournante Longue),
- le procédé S10 (Sonde tournante 10 mètres),
- le procédé STT (Sonde Tournante pour défaut dont l'orientation est Transversale).

Les principales caractéristiques de ces procédés sont rappelées dans ce paragraphe.

2.2.1 PROCÉDE SAX

Le procédé SAX (Sonde AXiale) est utilisé pour le contrôle des tubes de diamètre externe 22,22 mm (7/8"). La sonde est composée de deux bobinages axisymétriques espacés de 0,5 mm (Figure 4). Les bobinages sont alimentés en série par un courant alternatif comportant 3 fréquences d'excitation.

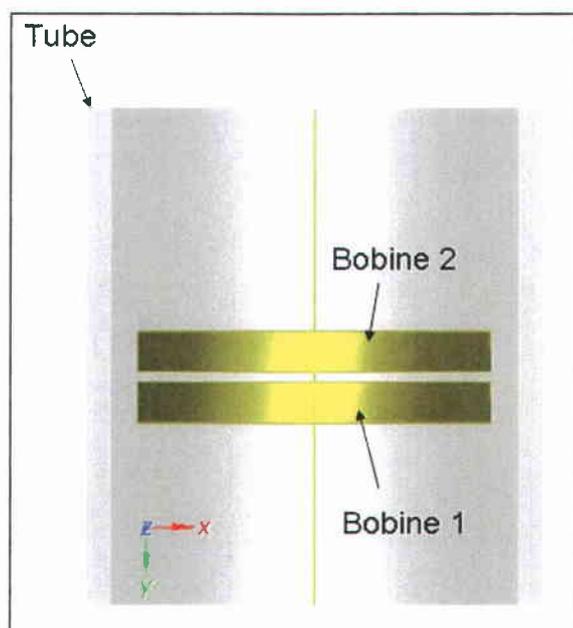


Figure 4 : Schéma de la sonde axiale (SAX)

Les canaux d'acquisition et d'analyse du procédé SAX ainsi que les paramètres d'étalonnage pour les tubes de diamètre externe 7/8" sont donnés dans le Tableau 1. Les trois premiers canaux correspondent à un mode de fonctionnement différentiel (différence de signal entre la bobine 1 et la bobine 2). Par ailleurs, plus la fréquence est haute et moins les CF pénètrent dans l'épaisseur du tube (effet de peau). Le canal F1 de fréquence 500 kHz est donc peu sensible à des défauts superficiels initiés en peau externe du tube ainsi qu'à l'état de la plaque entretoise.

Le canal FA correspond à un mode de fonctionnement en absolu (le signal CF est proportionnel à la seule variation de l'impédance de la bobine 1). La fréquence relativement basse (100 kHz) du canal FA lui permet d'être sensible à

des défauts initiés en paroi externe des tubes. Ce canal est également utilisé pour détecter les plaques entretoises et pour positionner les défauts en altitude par rapport aux plaques.

Les combinaisons de fréquence C1 à C4 sont utilisées afin de minimiser un signal perturbateur dont la nature est précisée dans la deuxième colonne du tableau. Les trois colonnes à droite du tableau rappellent les conditions d'étalonnage ainsi que le défaut de référence utilisé pour le procédé SAX.

Pour la détection de la corrosion externe au droit des plaques entretoises à trous percés, les canaux utilisés ainsi que les critères de notation sont les suivants :

- détection : apparition d'un signal du type manque de matière situé entre les boucles de la courbe de Lissajous dues aux bords de la plaque entretoise pour les canaux F2 et C2,
- notation : amplitude du canal F2 supérieure à 200 mV ($AF2 \geq 200 \text{ mV}$).

Le procédé SAX permet de contrôler le tube sur toute sa longueur.

Canaux	Signal minimisé par la combinaison de fréquence	Défaut de référence utilisé pour l'étalonnage	Amplitude	Phase
F1 (500 kHz Dif.)		4 trous de diamètre 1 mm ²	1000 mV	-30°
F2 (240kHz Dif.)		4 trous de diamètre 1 mm	1300 mV	-30°
F3 (100 kHz Dif.)		4 trous de diamètre 1 mm	1000 mV	-17°
FA (100 kHz Abs.)		Gorge Large Externe GLE30 ³	2500 mV	-90°
Combinaison C1 des Voies F2 et F3	Plaque pleine	4 trous de diamètre 1 mm	1000 mV	-30°
Combinaison C2 des Voies F2 et F1	Bruit de fond géométrique (pas de pèlerin)	4 trous de diamètre 1 mm	1000 mV	-30°
Combinaison C3 des Voies F3 et F1	Variation dimensionnelle	4 trous de diamètre 1 mm	1000 mV	-17°
Combinaison C4 des Voies F1 et F3	Plaque pleine	4 trous de diamètre 1 mm	1000 mV	-30°

Tableau 1 : Canaux d'acquisition et d'analyse du procédé SAX (en grisé, les canaux utilisés pour la détection de la corrosion au droit des plaques entretoises)

² 4 trous de diamètre 1 mm, traversants, usinés à 90° les uns des autres dans un même plan perpendiculaire à l'axe du tube.

³ Gorge de section rectangulaire usinée en peau externe, de profondeur égale à 30% de l'épaisseur du tube, de largeur 20 mm.

2.2.2 PROCÉDE STL

La sonde STL (Sonde Tournante Longue) est une sonde tournante CF composée de deux bobinages enroulés chacun sur un noyau de ferrite dont l'axe est perpendiculaire à l'axe du tube. Ces deux bobinages sont orientés à 45° par rapport à l'axe du tube. Le schéma de la tête de sonde STL est présenté en Figure 5. Lors de la phase d'acquisition, la tête de sonde se déplace dans le tube selon un mouvement hélicoïdal de pas 1 mm. La vitesse de rotation est de 5 tours/s ou de 10 tours/s. Le support des bobines n'est pas en contact avec la paroi du tube (rotation avec entrefer constant sauf ovalisation du tube ou excentrement de la sonde). Les flux d'induction des deux bobines s'opposent (flux soustractif). Cette sonde a été développée initialement pour détecter et caractériser les fissures initiées en milieu primaire en pied de tube.

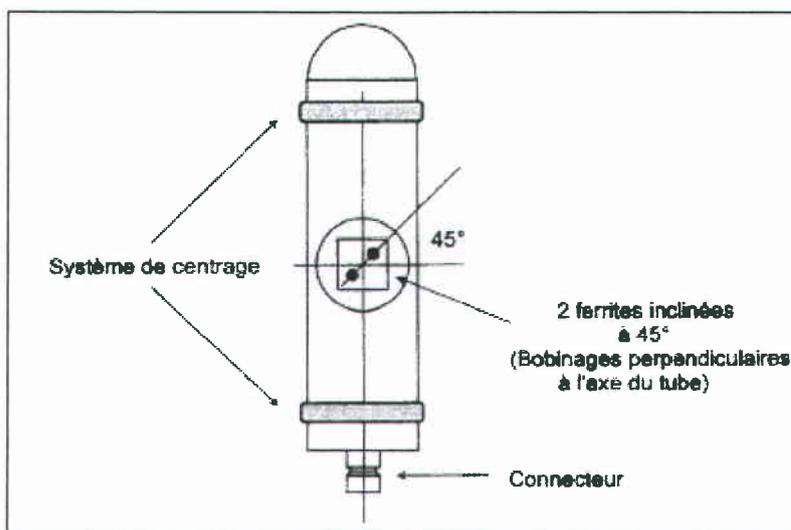


Figure 5 : Schéma de la sonde STL

Les canaux d'acquisition sont rappelés dans le Tableau 2. Le défaut de référence est une entaille longitudinale traversante d'une longueur supérieure à 50 mm et d'une ouverture de 0,2 mm. Le canal F1 (fréquence 240 kHz, mode différentiel) permet de détecter les indications de type fissure. La sensibilité du procédé est équivalente pour les fissures d'orientation longitudinale ou circonférentielle en raison de l'orientation à 45° des deux bobinages par rapport à l'axe du tube. Cependant, cette sonde est relativement peu sensible aux défauts dont l'orientation est circonférentielle et qui sont initiés en milieu secondaire (l'analyse du REX montre que ce procédé permet de détecter une fissure circonférentielle initiée en milieu secondaire et ayant une profondeur supérieure ou égale à 50% sur un secteur angulaire supérieur ou égal à 50°). Compte tenu des performances limitées de ce procédé et afin de pouvoir réaliser des contrôles tous les deux arrêts, EDF a développé le procédé STT pour améliorer la détection des fissures ou usures d'orientation circonférentielle.

Le procédé STL est utilisé pour contrôler la zone de transition d'expansion en pied de tube. La zone examinée s'étend typiquement de -25 mm à +35 mm par rapport à la face secondaire de la plaque à tubes. Dans cette zone, des contraintes résiduelles importantes favorisent le développement de la corrosion sous tension.

Canaux	Fonction	Défaut de référence utilisé pour l'étalonnage	Amplitude	Phase
F1 240kHz Différentiel	Détection et caractérisation d'indications de type fissure	Fente traversante	10 V	-15°
F2 25 kHz Absolu	Détection du bord de plaque	Fente traversante	1 V	-70°
F3 500 kHz Absolu	Détection et évaluation du profil de transition d'expansion	Fente traversante	2 V	-15°

Tableau 2 : Canaux d'acquisition et d'analyse du procédé STL

2.2.3 PROCÉDE S10

Le procédé de contrôle S10 (ou Sonde Tournante Longue sur 10 mètres) est basé sur l'utilisation d'une sonde tournante dont l'élément actif est identique à celui de la sonde STL. Cependant, les flux d'induction des deux bobines s'additionnent (flux additif) contrairement à la configuration d'excitation de la sonde STL (flux soustractif). La configuration en flux additif du procédé S10 permet d'obtenir un meilleur rapport signal sur bruit pour le canal utilisé pour détecter et caractériser les taches de corrosion (Canal F3, mode absolu, 100 kHz). Le dispositif de centrage de la sonde dans le tube est plus compact que celui de la STL afin que la sonde ne soit pas décentrée par le début du cintre lors du contrôle de la plaque entretoise supérieure. Un schéma de la sonde S10 est donné en Figure 6.

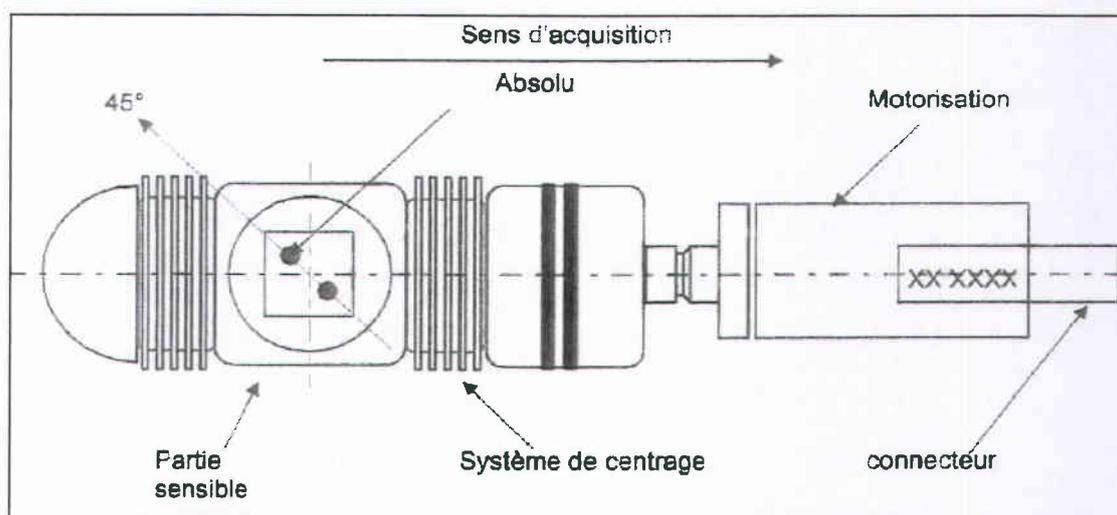


Figure 6 : Schéma de la sonde tournante S10

Les canaux d'acquisition et d'analyse du procédé S10 sont rappelés dans le Tableau 3. L'utilisation du canal F3 diffère entre le procédé S10 et le procédé STL. Pour le procédé S10, ce canal est utilisé pour la recherche en mode absolu de la corrosion initiée du côté secondaire au droit des plaques entretoises.

Le procédé S10 est utilisé pour détecter et caractériser la corrosion au droit des plaques entretoises. La zone d'examen a une extension longitudinale de 100 mm centrée sur le milieu de la plaque à contrôler. Les caractéristiques du déplacement hélicoïdal de la sonde dans le tube sont identiques à celles de la sonde STL.

Canaux	Fonction	Défaut de référence utilisé pour l'étalonnage	Amplitude	Phase
F1 (240 kHz Dif.)	Détection et caractérisation d'indications de type fissure	Fente traversante	10 V	-15°
F2 (25kHz Abs.)	Détection du bord de plaque Détection de la fragmentation	Fente traversante	1 V	-70°
F3 (100 kHz Abs.)	Détection et caractérisation de la corrosion initiée en milieu secondaire	Fente traversante	5 V	-35°

Tableau 3 : Canaux d'acquisition du procédé S10 (en grisé, les canaux utilisés pour la détection de la corrosion au droit des plaques entretoises)

Pour caractériser les taches de corrosion, le canal absolu F3 est filtré. Les caractéristiques du traitement sont les suivantes :

- réduction du bruit d'excentrement par filtrage du canal F3,
- lissage par filtrage passe-bas du canal F2 (25 kHz absolu) afin d'obtenir un signal représentatif de la plaque entretoise,
- réduction du signal de plaque par combinaison de la composante Y du canal F3 (YF3 100 kHz) avec la composante X du canal F2 (XF2 25 kHz) selon l'expression suivante :

$$\circ \quad YF3_{\text{filtré}} = YF3 + 0,3 \times XF2$$

Le coefficient multiplicatif (0,3) de la composante X de F2 est le coefficient de compensation de plaque. Sa valeur est issue de la mise au point de la technique, notamment par l'exploitation du REX de Saint-Alban 1.

2.2.4 PROCÉDE STT

La sonde STT (Sonde Tournante Transversale) est une sonde tournante CF composée d'un bobinage émetteur et de deux bobinages récepteurs câblés en mode différentiel. Le schéma de la tête de sonde STT est présenté en Figure 7. Le déplacement de la sonde dans le tube est identique à celui de la sonde STL (mouvement hélicoïdal de pas 1 mm). La vitesse de rotation est de 5 tours/s ou de 10 tours/s. Le support des bobines est en contact avec la paroi du tube. Cette sonde a été développée pour détecter et caractériser les fissures ou usures d'orientation circonférentielle situées en pied de tube dans la zone de transition d'expansion.

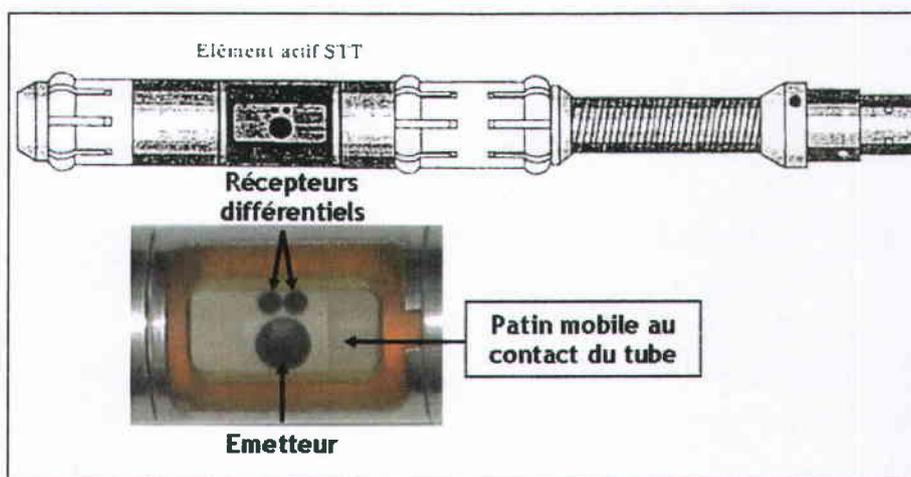


Figure 7 : Schéma de la sonde tournante STT

Les canaux d'acquisition et d'analyse sont rappelés dans le Tableau 4. Le défaut de référence est une gorge interne ayant une profondeur de 50% de l'épaisseur de la paroi du tube et une ouverture de 0,2 mm. La combinaison C1 des voies STT1 et STT2 a pour but de minimiser le signal perturbateur dû à la plaque à tubes. La combinaison C1 permet de détecter les indications d'orientation circonférentielle de type fissure ou usure.

Le procédé STT est utilisé pour contrôler la zone de transition d'expansion en pied de tube. La zone examinée s'étend typiquement de -25 mm à +35 mm par rapport à la face secondaire de la plaque à tubes comme pour le procédé STL (course usuelle de 60 mm).

Canaux	Fonction	Défaut de référence utilisé pour l'étalonnage	Amplitude	Phase
STT1 600kHz Différentiel	Fréquence haute utilisée pour réaliser la combinaison C1	Gorge interne 50%	1 V	10°
STT2 100kHz Différentiel	Fréquence basse sensible à la plaque à tubes et utilisée pour réaliser la combinaison C1	Gorge interne 50%	1 V	10°
Combinaison C1 des voies STT1 et STT2	Détection et caractérisation des indications circonférentielles	Gorge interne 50%	1 V	10°

Tableau 4 : Canaux d'acquisition et d'analyse du procédé STT

2.2.5 AUTRES PROCÉDES DE CONTRÔLE

Les procédés SAX, STL, S10 et STT sont les procédés principaux utilisés par EDF dans le cadre du PBMP pour évaluer l'état de santé des tubes de GV. EDF utilise en complément les procédés suivants :

- le procédé SAP (Sonde Axiale Particulière) est basé sur la sonde axiale et n'utilise que des modes de fonctionnement de type absolu (pas de voie différentielle). Il peut être utilisé pour détecter et caractériser des proximités et usure entre cintres ou une corrosion sous boues,
- le procédé SAS (Sonde Axiale Saturante) est basé sur la sonde axiale à laquelle est ajouté un troisième bobinage permettant de générer un champ magnétique statique dans le tube et ainsi de mieux caractériser certaines indications pouvant avoir une origine magnétique,
- le procédé STP (Sonde Tournante Particulière) est basé sur la sonde STL qui est utilisée uniquement avec des canaux d'acquisition en mode différentiel. Ce procédé peut servir à expertiser des indications de type manque de matière,
- le procédé STF (Sonde tournante Fragmentation) est utilisé pour détecter et caractériser la fragmentation des plaques entretoises percées. Il est basé sur l'utilisation d'une sonde tournante à bobinages croisés (+Point basse fréquence),
- le procédé STS (Sonde Tournante Souple) a pour objet le contrôle des petits cintres avec une sonde tournante. Le mode de fonctionnement de cette sonde est de type absolu pour toutes les voies d'acquisition,
- le procédé STG (Sonde Tournante souple pour les Grands cintres) est similaire au procédé STS. La sonde tournante dispose d'un flexible permettant le contrôle des grands cintres,
- le procédé de contrôle ultrasonore peut être mis en œuvre pour réaliser un programme d'expertise en pied de tube. Ce procédé est basé sur un contrôle en onde longitudinale à 0° (L0) et en onde transversale à 45° (T45). Il permet de contrôler le profil interne du tube, d'évaluer l'épaisseur de la paroi et de détecter et de caractériser des fissures d'orientation longitudinale.

Pour la caractérisation de l'endommagement au droit des plaques entretoises, le procédé S10 est le seul à être disponible et pertinent. Le procédé d'expertise par contrôle ultrasonore n'est pas prévu pour contrôler les zones sous plaque entretoise et une adaptation mécanique est nécessaire.

2.2.6 QUALIFICATION DES PROCÉDES DE CONTRÔLE

Les différents procédés présentés dans les paragraphes précédents sont utilisés pour le contrôle des tubes au titre du PBMP. Ces procédés de contrôle doivent être qualifiés au sens de l'article 8 de l'arrêté d'exploitation du 10 novembre 1999 : "Lorsque le risque d'apparition d'une dégradation a été identifié, cette qualification consiste à démontrer que les performances du contrôle sont suffisantes pour atteindre les objectifs attendus pour ce contrôle". En ce qui concerne le contrôle des tubes de GV, certains des procédés de contrôle et notamment le procédé SAX sont mis en œuvre depuis 1978 (mise en service industrielle de Fessenheim) et EDF dispose d'un large retour d'expérience pour cette technique. Les signaux SAX ont pu être comparés avec les résultats d'expertise issus de plus de 370 tronçons de tube extraits de 1981 à 2010. EDF considère donc que les performances de ces procédés (SAX, STL, S10) sont bien connues et qu'une démonstration formelle des performances de ces procédés selon, par exemple, une méthodologie de qualification classique de type ENIQ n'est pas nécessaire.

Pour les procédés les plus anciens (SAX, STL et S10), EDF retient pour définir le périmètre de qualification les paramètres suivants :

- la reproductibilité des procédés (soit le maintien des performances de contrôle dans le temps quels que soient le prestataire et l'instrumentation utilisée),
- le respect de la zone géométrique à contrôler (couverture de la zone d'examen),
- la précision dans le positionnement des indications.

Le périmètre de qualification des différents procédés de contrôle utilisés au titre du PBMP pour le contrôle et la recherche de corrosion pour des tubes de diamètre externe 7/8" est résumé dans le Tableau 5.

Procédé	Résumé du périmètre de qualification des END et performances principales
SAX	couverture de la zone d'examen, reproductibilité du signal ($\pm 22\%$ en amplitude pour des gorges larges)
STL	couverture de la zone d'examen (± 2 mm), positionnement des indications (± 4 mm), reproductibilité du signal ($\pm 32\%$ en amplitude pour les entailles longitudinales, $\pm 60\%$ en amplitude pour les entailles circonférentielles, les plaques et les variations dimensionnelles)
S10	couverture de la zone d'examen, reproductibilité du signal ($\pm 28\%$ en amplitude pour des entailles longitudinales, $\pm 40\%$ en amplitude pour des gorges larges, des plaques et des signaux de corrosion de type IGA)
STT	couverture de la zone d'examen (± 2 mm), positionnement des indications (± 2 mm par rapport à la face secondaire de la plaque à tubes), la détection de toute indication circonférentielle de type fissure ou de type usure de largeur axiale inférieure à 1 mm, de profondeur supérieure ou égale à 40% de l'épaisseur du tube sur un secteur compris entre 50° et 360° est garantie, hors présence d'anomalie magnétique perturbant le signal.

Tableau 5 : Résumé du périmètre de qualification des principaux procédés de contrôle utilisés pour la détection et la caractérisation de la corrosion des tubes de GV

2.3 PROCÉDE DE CONTRÔLE MULTI-ELEMENTS "SONDE-X"

Le procédé Sonde-X a été développé afin de pouvoir contrôler rapidement des tubes avec des performances intermédiaires entre le procédé SAX et les procédés CF fondés sur l'utilisation de sondes tournantes. Le procédé Sonde-X est basé sur une technologie multiéléments. La sonde est composée d'une matrice de bobinages répartis sur la circonférence du corps de sonde (Figure 8). Une instrumentation spécifique comportant de nombreux canaux d'acquisition permet d'acquérir simultanément plusieurs voies de mesure. Ce traitement parallèle de l'information conduit à une cadence d'échantillonnage élevée des voies de mesure sur toute la circonférence de la sonde. Une grande vitesse de déplacement de la sonde dans le tube, comparable à la vitesse de déplacement de la sonde SAX est donc possible.

Les vitesses de translation des sondes dans les tubes de GV sont rappelées pour les différents procédés de contrôle :

- procédés utilisant une sonde tournante CF (STL, STT, S10) : 5 mm/s ou 10 mm/s,
- procédé SAX : 500 mm/s ou 1000 mm/s,
- procédé Sonde-X utilisé à Bugey 3 : 457 mm/s.

La vitesse de contrôle du procédé Sonde-X est environ 45 à 90 fois plus rapide que celle d'un procédé basé sur l'utilisation d'une sonde tournante. En revanche, le nombre de points acquis sur la circonférence du tube est nettement plus faible :

- échantillonnage STT/STL : 200 points environ par tour,
- échantillonnage Sonde-X : 19 points sur la circonférence de la sonde pour le canal circonférentiel (SCI) et 38 points pour le canal volumique (SVI).

En ce qui concerne l'échantillonnage selon l'orientation circonférentielle, les procédés fondés sur l'utilisation de sondes tournantes sont beaucoup plus précis que le procédé Sonde-X. Cependant, les procédés de type sonde tournante CF sont généralement sur-échantillonnés pour le mouvement de rotation (200 points par tour soit un pas d'environ 0,3 mm pour la circonférence interne du tube) par rapport au mouvement de translation de la sonde dans le tube (1 point par mm). Pour une sonde tournante, le sur-échantillonnage angulaire est utile voire nécessaire pour compenser l'effet d'une variation de la vitesse de rotation de la sonde. Ceci est en revanche inutile pour une sonde matricielle qui garantit un échantillonnage angulaire fixe. Les 19 voies de mesure du procédé Sonde-X pour la détection des défauts d'orientation circonférentielle correspondent à un pas linéaire d'échantillonnage d'environ 3 mm. Le pas d'échantillonnage longitudinal est d'environ 0,8 mm (32 échantillons/pouce).

Le procédé Sonde-X a été développé en Amérique du nord pour répondre dans un premier temps aux besoins de contrôle des GV de la filière CANDU [31]. Il a été ensuite étendu au contrôle des GV des REP [32],[33]. Il a notamment permis de détecter des défauts de corrosion dans l'alliage 800 dans la zone sous la plaque à tubes [34],[35].

En France, la DCNS/Indret a évalué les performances de ce procédé pour le contrôle de condenseurs en titane [36]. Cette étude a montré que les performances de ce procédé sont satisfaisantes pour la détection de fissures

d'orientation circonférentielle en zone de transition d'expansion. La DCNS a prévu de poursuivre cette étude par l'analyse des performances de ce procédé pour la détection de fretting (usure) au niveau des plaques entretoises.

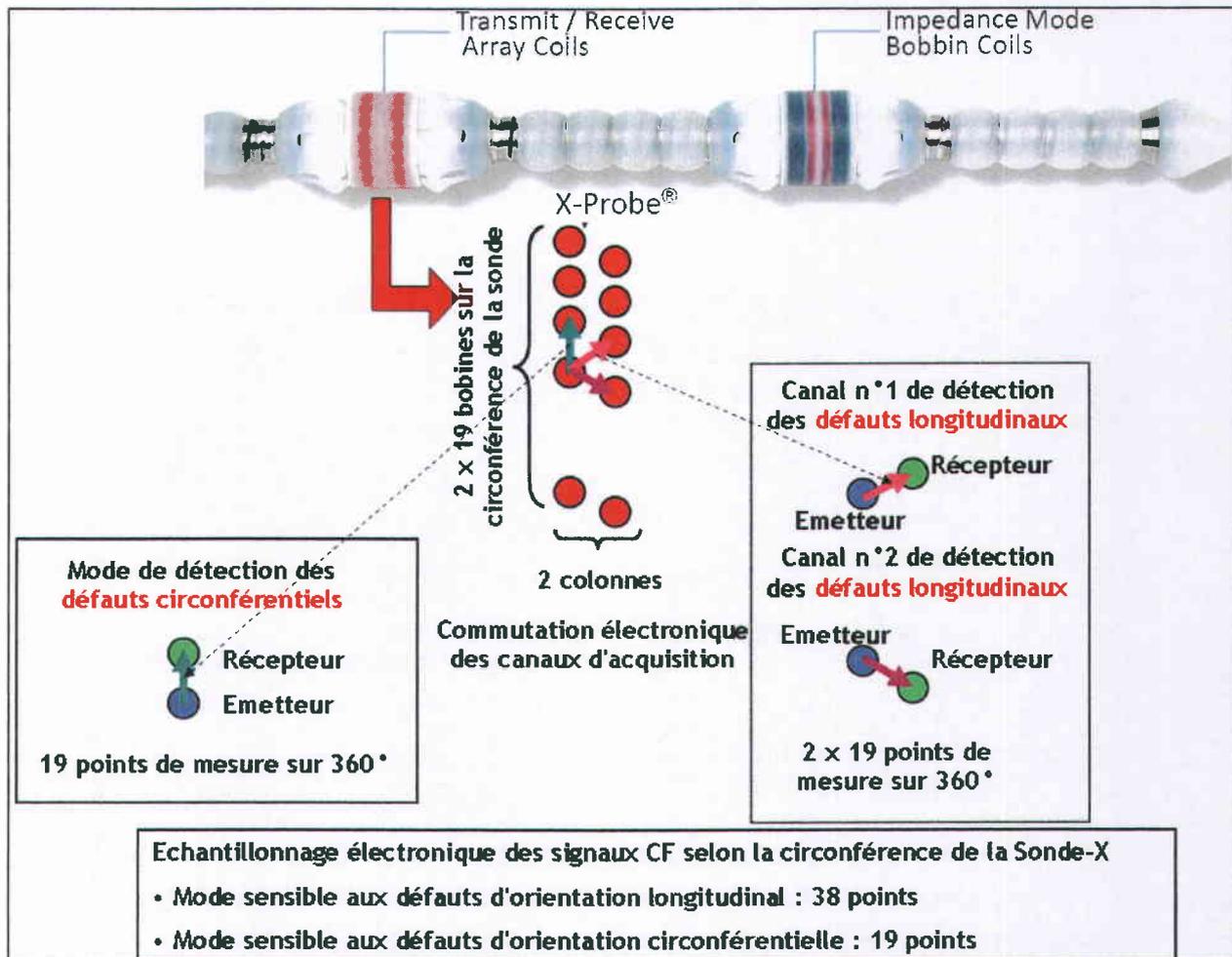


Figure 8 : Schéma de la Sonde-X et de son principe de fonctionnement

Les principaux canaux d'acquisition et d'analyse sont indiqués dans le Tableau 6. Le défaut de référence pour le réglage de phase est une variation dimensionnelle. Le défaut de référence pour l'étalonnage en amplitude est une gorge externe large de profondeur 30%. La combinaison des fréquences 400 kHz et 100 kHz est utilisée pour minimiser le signal perturbateur dû aux plaques entretoises. Pour l'analyse du contrôle des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3, EDF utilise une représentation standard (Figure 9). A gauche de cette planche, une voie permet d'identifier les huit intersections entre les plaques entretoises et le tube et de sélectionner la zone d'intérêt. La représentation temporelle des composantes X et Y du signal CF et la représentation en Lissajous XY sont données dans la colonne du milieu. En haut à droite, une cartographie en relief est utilisée pour la recherche des défauts longitudinaux et volumiques (SVI). En bas à droite, une cartographie en relief est utilisée pour la recherche des défauts circonférentiels (SCI).

La zone d'acquisition du procédé Sonde-X pour le GV de la boucle 1 de Bugey 3 est la partie droite des tubes. La zone analysée est limitée au droit des plaques entretoises. Le procédé Sonde-X a été utilisé à Bugey 3 dans le cadre d'un programme d'expertise.

Canaux	Défaut de référence utilisé pour l'étalonnage de la phase	Phase	Défaut de référence utilisé pour l'étalonnage en amplitude	Amplitude
400 kHz	Variation dimensionnelle	0°	Gorge large externe 30%	5 V
100 kHz	Variation dimensionnelle	0°	Gorge large externe 30%	5 V
Combinaison 400 kHz et 100 kHz	Variation dimensionnelle	0°	Gorge large externe 30%	5 V

Tableau 6 : Principaux canaux d'acquisition et d'analyse du procédé Sonde-X (en grisé, la combinaison utilisée pour la détection de la corrosion au droit des plaques entretoises)

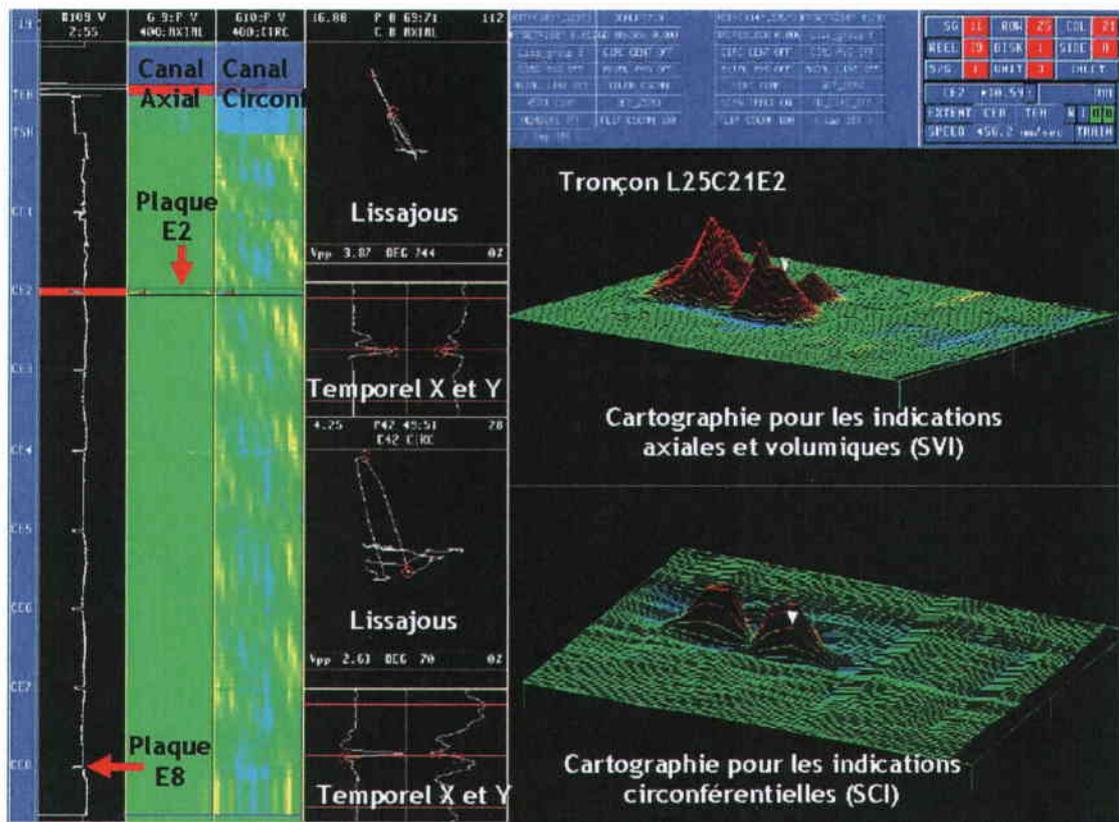


Figure 9 : Planche d'analyse du procédé Sonde-X pour le GV de la boucle 1 de Bugey 3

2.4 PROCÉDÉ DE CONTRÔLE SPÉCIFIQUE "STT/S10"

Les procédés STT et STL peuvent être utilisés simultanément pour réaliser les contrôles en pied de tube. Les éléments actifs (bobines) du procédé STT et du procédé STL sont disposés à 180° dans le même élément tournant : c'est le procédé STT/STL.

Le procédé S10 est basé sur le même élément actif que le procédé STL. Ainsi, EDF a pu développer rapidement un procédé STT/S10 basé sur le procédé STT/STL. La course de la sonde STT/STL a été étendue pour le procédé STT/S10 afin de réaliser un contrôle simultané avec les procédés STT et S10 des deux premières plaques entretoises (prestataire CEGELEEC) ou de l'ensemble des plaques entretoises (prestataire INTERCONTROLE).

C'est la première fois qu'EDF adapte la sonde STT au contrôle des plaques entretoises. Ce procédé a été utilisé à Bugey 3 à titre d'expertise.

La qualification du procédé STT utilisé en pied de tube est de type spécifique au sens de l'arrêté d'exploitation du 11 novembre 1999 (défauts avérés et caractérisés). L'endommagement observé au droit des plaques entretoises des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 se caractérise par une corrosion de type IGA pouvant être localement profonde associée ou non à des fissures d'IGSCC multi-amorcées et multidirectionnelles. Pour cette configuration d'endommagement, qui est différente de celle rencontrée en pied de tube notamment pour ce qui concerne la corrosion profonde par IGA, l'IRSN considère que le niveau de qualification du procédé STT utilisé répond actuellement, au mieux, aux exigences d'une qualification de type générale.

2.5 BILAN DES CONTROLES NON DESTRUCTIFS

2.5.1 PERIMETRE DES CONTROLES

Le contrôle SAX a été réalisé sur la totalité de la longueur des tubes. Le GV de la boucle 1 a été contrôlé en SAX à 100% et les GV des deux autres boucles ont été contrôlés avec le procédé SAX selon les prescriptions du PBMP qui sont rappelées ci-après :

- un contrôle de 100% du faisceau tubulaire tous les quatre arrêts au titre du programme de contrôle minimal des tubes (toutes dégradations confondues) avec le procédé SAX,
- un contrôle de 100% du faisceau tubulaire tous les deux arrêts au titre de la détection et de la caractérisation de la corrosion au droit des plaques entretoises avec le procédé SAX,
- un contrôle de 100% des tubes affectés par une suspicion de corrosion au droit des plaques entretoises (amplitude du signal SAX supérieure à 200 mV) à chaque arrêt pour les tranches du CP0 avec des cycles de fonctionnement longs dont Bugey 3,
- une caractérisation avec le procédé S10 des indications comprises entre 1,5 et 2 Volts.

Le contrôle en Sonde-X a été réalisé pour l'ensemble des parties droites du faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 à l'exception de la zone sous la plaque supérieure (PE8) des tubes des rangs 1 et 2 (risque de blocage de la Sonde-X dans les petits cintres).

Le procédé S10 a été utilisé pour réaliser les contrôles sous plaque entretoise requis au titre du PBMP (contrôles des intersections entre les tubes et les plaques pour un signal SAX compris entre 1,5 Volts et 2 Volts). Pour le GV de la boucle 1, ce programme a été complété en considérant les critères d'extension suivants :

- signaux SAX d'amplitude comprise entre 800 mV et 1,5 V,
- signaux SAX supérieurs à 2 V avant obturation,
- toutes les plaques des tubes L45C44 et L12C32 pour lesquels une fissure circonférentielle avait été détectée avec le procédé S10,
- les plaques PE2 des tubes périphériques au L12C32 pour lequel une fissure circonférentielle non détectée au niveau de la plaque PE1 avait conduit à la rupture du tube lors de son extraction.

Pour les GV de la boucle 2 et de la boucle 3, un programme complémentaire de contrôle a été défini en retenant le critère suivant :

- signaux SAX d'amplitude supérieure à 400 mV.

Le procédé STT/S10 a été utilisé en complément des contrôles S10 et Sonde-X en appliquant les critères suivants :

- indications circumférentielles détectées par le procédé Sonde-X avec pour objectif de confirmer les résultats obtenus en Sonde-X pour la pré-détection des défauts d'orientation circumférentielle,
- indications de grande extension angulaire détectées par le procédé Sonde-X avec pour objectif la recherche de fissure circumférentielle en bordure d'une tache de corrosion,
- indications étendues angulairement vues par le procédé S10 avec pour objectif la recherche de fissure circumférentielle,
- indications de forte amplitude détectées par la Sonde-X,
- indications notées à forte amplitude SAX et faible amplitude Sonde-X,
- indications notées par le procédé Sonde-X et non détectées par le procédé SAX,
- indications notées par la SAX et non détectées par le procédé Sonde-X,
- indications autres que fissuration et corrosion vues par le procédé Sonde-X,
- zones sous plaques non contrôlées par le procédé Sonde-X.

Une synthèse des contrôles réalisés est présentée dans le Tableau 7. Pour les procédés de contrôle par sonde tournante (S10 et STT), le périmètre de contrôle donné dans le Tableau 7 correspond au nombre de zones contrôlées sous plaque entretoise et non au nombre de tubes contrôlés.

Date	Procédé	Périmètre		
		Boucle 1	Boucle 2	Boucle 3
Juin 2009	SAX	100% (PBMP + extension)	43% (PBMP)	52% (PBMP)
	S10	680 Plaques (PBMP + extension) Signal SAX > 0,8 V + compléments	29 Plaques (PBMP + extension) Signal SAX > 1 V	18 Plaques (PBMP + extension) Signal SAX > 1 V
Août 2009	Sonde-X	100% (expertise)	0%	0%
Septembre 2009	STT/S10 CEGELEC	853 Plaques PE1 et PE2		
Septembre 2009	STT/S10 Intercontrôle	629 Plaques PE3 à PE8		
Novembre 2009	STT/S10 Intercontrôle	42 Plaques PE1 à PE8	362 Plaques Signal SAX > 0,4 V	319 Plaques Signal SAX > 0,4 V

Tableau 7 : Synthèse des contrôles effectués sur les GV de Bugey 3

2.5.2 SYNTHÈSE DES CONTRÔLES

La synthèse des contrôles réalisés lors de l'arrêt 2009 pour rechargement de Bugey 3 est donnée dans le Tableau 8 [29]. Les valeurs indiquées dans le tableau correspondent à la somme des tubes en branche chaude et en branche froide qui comportent au moins une indication dont le type est spécifié dans la colonne de gauche.

Type d'indication (colonnes de droite : somme des tubes en branche chaude et branche froide ayant au moins une indication)	Boucle 1	Boucle 2	Boucle 3
Corrosion sous boue au-dessus de la plaque tubulaire	88	129	93
Corrosion sous boue au-dessus des plaques entretoises	911	547	1181
Corrosion sous plaque entretoise	2168	881	857
Déformation sous plaque entretoise	30	107	54
Usure sous barre antivibratoire	53	32	75
Plaque entretoise fragmentée	1	2	0
Manque de matière	1	2	2
Tubes avec fissure circonférentielle en ZTD	1	0	0
Tubes avec fissure longitudinale en ZTD	474	174	542

Tableau 8 : Bilan des END réalisés lors de la VP25/09 de Bugey 3

Pour le GV de la boucle 1, seuls 222 tubes sont déclarés sans défaut (RAS) sur 3383 tubes (soit moins de 7%) à l'issue du contrôle avec le procédé Sonde-X [30].

2.5.3 BILAN DES CONTRÔLES SAX POUR LA CORROSION AU DROIT DES PLAQUES

La répartition des indications de corrosion au droit des plaques entretoises selon la branche chaude et la branche froide est donnée dans le Tableau 9. La majorité des indications est située en branche chaude dans la partie inférieure du faisceau tubulaire. Cette répartition est logique et correspond à la diminution de la température du fluide primaire dans les tubes de la branche chaude à la branche froide. La corrosion de l'alliage 600 est un phénomène activé thermiquement qui se manifeste de manière préférentielle dans les parties les plus chaudes du faisceau tubulaire.

Branche chaude	Nombre d'indications	Branche froide	Nombre d'indications
CE1 ⁴	1500	FE1 ⁵	7
CE2	1472	FE2	4
CE3	955	FE3	4
CE4	626	FE4	14
CE5	421	FE5	23
CE6	192	FE6	32
CE7	83	FE7	32
CE8	30	FE8	19

Tableau 9 : Répartition des indications de corrosion dans le GV de la boucle 1

Le Tableau 10 précise la répartition en amplitude des indications de corrosion. La grande majorité de ces indications est inférieure à 1 Volt. Le critère de bouchage pour le procédé SAX est fixé à 2 Volts pour les plaques PE1 à PE7 et il est fixé à 1 Volt pour la plaque entretoise supérieure (PE8). Le PBMP prévoit une extension des contrôles avec le procédé S10 pour les indications SAX de corrosion dont l'amplitude est comprise entre 1,5 Volts et 2 Volts.

Dans le cas où ce contrôle complémentaire ne met pas en évidence de fissure longitudinale en mode différentiel ou d'indication de corrosion supérieure ou égale à 250 mV en mode absolu, le tube est bouché. C'est ce contrôle complémentaire qui a permis de détecter une fissure circonférentielle sur le tube L012C032 en branche chaude près du bord supérieur de la plaque entretoise n°2 et qui a déclenché la déclaration d'un Evènement Méritant une Attention Particulière (EMAP) au titre d'une première occurrence sur le parc EDF.

Amplitude (mV)	Nombre d'indications
200-500	3650
500-800	1100
800-1000	242
1000-1500	250
1500-2000	74
≥ 2000	88

Tableau 10 : Répartition des indications SAX en amplitude pour le GV de la boucle 1

⁴ CE1 : branche Chaude, plaque Entretoise n° 1

⁵ FE1 : branche Froide, plaque Entretoise n° 1

2.5.4 BILAN DES CONTROLES S10 POUR LA CORROSION AU DROIT DES PLAQUES

Le procédé S10 est utilisé dans le cadre de l'application du PBMP pour caractériser une indication de corrosion au droit d'une plaque entretoise ayant un signal SAX d'amplitude comprise entre 1,5 Volts et 2 Volts, dans le cadre des campagnes allongées du palier CP0 (tranches du Bugey et de Fessenheim). La répartition par amplitude des indications de corrosion caractérisée par le procédé S10 est donnée dans le Tableau 11. La profondeur enveloppe indiquée dans la troisième colonne correspond à une évaluation conservatrice proposée par EDF [8] de la profondeur des taches de corrosion. Cette profondeur enveloppe sert au calcul de l'indicateur de section dégradée des tubes qui est utilisé pour l'analyse mécanique du risque de RTGV. Cette approche est illustrée par la Figure 10 qui donne la relation entre l'amplitude du signal du procédé S10 avec la profondeur de la corrosion. Cette relation est issue de la doctrine de maintenance qui intègre le retour d'expérience (expertises de tubes extraits).

Niveau	Amplitude (mV)	Profondeur enveloppe ⁶	Boucle 1		Boucle 2		Boucle 3	
			BC	BF	BC	BF	BC	BF
Nombre de plaques contrôlées			1503	210	360	1	318	1
N1	150-250	300 µm	104	1	115	0	134	0
N2	250-500	800 µm	455	4	76	0	48	0
N3	500-1000	Traversant	518	0	15	0	6	0
N4	≥ 1000	Traversant	114	0	1	0	0	0

Tableau 11 : Répartition des indications S10 en amplitude

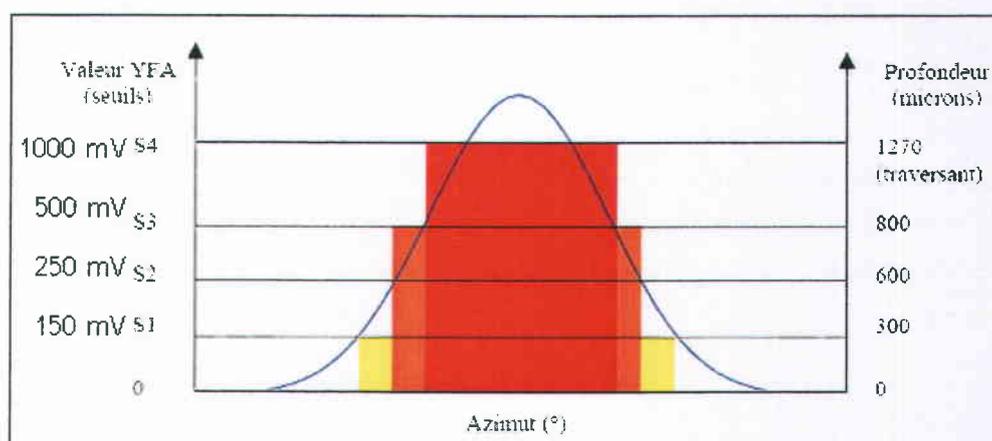


Figure 10 : Correspondance retenue par EDF entre l'amplitude du signal S10 et la profondeur de corrosion dans le cadre du calcul de l'indicateur de section dégradée utilisé pour l'analyse mécanique du risque de RTGV

⁶ Profondeur enveloppe retenue par EDF pour le calcul de l'indicateur de la section dégradée du tube. Cet indicateur est utilisé par EDF dans son analyse du risque de RTGV.

EDF a défini à partir des résultats de contrôle du procédé S10 un indicateur de la Section Dégradée (SD) d'un tube au droit d'une plaque entretoise. L'indicateur SD au droit d'une plaque entretoise est calculé en mm² en utilisant l'expression suivante :

$$SD = E3 \times 1,27 + (E2 - E3) \times 0,8 + (E1 - E2) \times 0,3$$

Avec :

- E1 est l'extension angulaire des taches de corrosion pour le seuil S1 (150 mV),
- E2 est l'extension angulaire des taches de corrosion pour le seuil S2 (250 mV),
- E3 est l'extension angulaire des taches de corrosion pour le seuil S3 (500 mV).

EDF utilise cet indicateur pour définir un critère de bouchage pour les tubes dont la section dégradée est supérieure à 40 mm² soit une profondeur moyenne d'endommagement du tube supérieure à 45% de l'épaisseur nominale de la paroi du tube sur toute la circonférence. Ce critère provient de la détermination par EDF de la section résistante minimale du tube permettant de se prémunir d'un risque de rupture de tube par effet de fond lors du cycle à venir.

2.5.5 BILAN DES CONTROLES STT/S10 POUR LA DETECTION DE LA FISSURATION D'ORIENTATION CIRCONFÉRENTIELLE AU DROIT DES PLAQUES ENTRETOISES

Des contrôles avec le procédé STT/S10 ont été réalisés sur les GV de Bugey 3 à titre d'expertise pour la caractérisation de la corrosion secondaire au droit des plaques entretoises et la recherche de fissures d'orientation circonférentielle.

Pour mémoire, le procédé STT/S10 a été utilisé en complément des contrôles S10 et Sonde-X en appliquant les critères suivants (§2.5.1) :

- indications circonférentielles détectées par le procédé Sonde-X avec pour objectif de confirmer les résultats obtenus en Sonde-X pour la pré-détection des défauts d'orientation circonférentielle,
- indications de grande extension angulaire détectées par le procédé Sonde-X avec pour objectif la recherche de fissure circonférentielle en bordure d'une tache de corrosion,
- indications étendues angulairement vues par le procédé S10 avec pour objectif la recherche de fissure circonférentielle,
- indications de forte amplitude détectées par la Sonde-X,
- indications notées à forte amplitude SAX et faible amplitude Sonde-X,
- indications notées par le procédé Sonde-X et non détectées par le procédé SAX,
- indications notées par la SAX et non détectées par le procédé Sonde-X,
- indications autres que fissuration et corrosion vues par le procédé Sonde-X,
- zones sous plaques non contrôlées par le procédé Sonde-X.

La détection de la fissuration d'orientation circonférentielle au droit des plaques entretoises avec ce procédé est fondée sur l'utilisation du canal correspondant au procédé STT utilisé habituellement pour la détection de la fissuration d'orientation circonférentielle en pied de tube. Le bilan de ces contrôles est présenté dans le Tableau

12. Le seuil de notation utilisé pour le procédé STT en pied de tube et qui a été retenu pour la transposition de ce procédé au niveau des plaques entretoises se définit par :

- une amplitude de la combinaison de fréquence YC1 supérieure à 50 mV,
- une extension angulaire au seuil de 20 mV supérieure à 40°.

En pied de tube, ce seuil de notation permet de garantir la détection d'une fissure d'orientation circumférentielle dont la profondeur est supérieure ou égale à 40% de l'épaisseur de la paroi du tube et dont l'extension angulaire est supérieure ou égale à 50°.

	Boucle 1	Boucle 2	Boucle 3
Nombre de plaques contrôlées	1524	362	319
Indications notables de fissure circumférentielle	35	0	0
Indications non notables de fissure circumférentielle	27	0	0

Tableau 12 : Bilan des contrôles STT au droit des plaques entretoises

Pour l'IRSN, le périmètre retenu par EDF pour réaliser des contrôles complémentaires avec le procédé STT/S10 est acceptable. Cette analyse est détaillée dans le paragraphe 2.5.12.

2.5.6 BILAN DES CONTROLES SONDE-X POUR LA CORROSION AU DROIT DES PLAQUES

L'ensemble des indications de corrosion détectées par le procédé Sonde-X au droit des plaques entretoises et leur répartition dans le faisceau tubulaire est listé dans le Tableau 13. L'ensemble de ces indications est analysé dans le Tableau 14 selon la nature de l'indication.

Les résultats de contrôle de la Sonde-X sont analysés par deux équipes indépendantes ainsi que le recommande l'EPRI [37]. La répartition dans le faisceau tubulaire des indications de fissure d'orientation circumférentielle est précisée dans le Tableau 15 pour chacune des équipes d'analyse. Les petites différences d'interprétation entre les deux équipes proviennent notamment de l'absence de seuil de notation formel. Chaque analyste reporte dans sa synthèse les indications qu'il considère comme dépassant le bruit de fond du tube.

Branche chaude	Nombre d'indications	Branche froide	Nombre d'indications
CE1	2857	FE1	19
CE2	2540	FE2	27
CE3	2081	FE3	36
CE4	1274	FE4	46
CE5	857	FE5	72
CE6	460	FE6	114
CE7	223	FE7	123
CE8	141	FE8	101

Tableau 13 : Sonde-X, répartition des indications de corrosion dans le GV de la boucle 1

Indication	Nombre de plaques affectées	
	Branche chaude	Branche froide
Fissure d'orientation circumférentielle (notation <u>W</u> : SCI = Single Circumferential Indication)	250	18
Fissure d'orientation longitudinale (notation <u>W</u> : SAI = Single Axial Indication)	454	0
Corrosion (notation <u>W</u> : SVI = Single Volumetric Indication)	8340	465
Réduction de diamètre due à l'accumulation de produits de corrosion (notation <u>W</u> : DNT = Dent)	1	1
Déformation située en bord supérieur de plaque (notation <u>W</u> : DNP = Dent Positive)	0	1
Déformation située en bord inférieur de plaque (notation <u>W</u> : DNN = Dent Negative)	3	0
Indication volumique (notation <u>W</u> : VOL = Volumetric)	0	12

Tableau 14 : Sonde-X, nature des indications détectées dans le GV de la boucle 1

Branche chaude	Indications 1 ^{ère} équipe	Indications 2 ^{ème} équipe	Branche froide	Indications 1 ^{ère} équipe	Indications 2 ^{ème} équipe
CE1	92	99	FE1	0	4
CE2	58	74	FE2	0	0
CE3	29	41	FE3	0	4
CE4	18	19	FE4	0	2
CE5	14	22	FE5	0	0
CE6	10	9	FE6	0	1
CE7	4	5	FE7	0	0
CE8	5	5	FE8	5	7

Tableau 15 : Sonde-X, répartition des indications de fissuration d'orientation circumférentielle dans le GV de la boucle 1

Les procédés de contrôle SAX et Sonde-X mis en œuvre par EDF sont très différents à la fois dans leur mode de fonctionnement et dans leur mode d'analyse. Les résultats obtenus avec ces deux procédés sont différents et sont analysés dans le paragraphe suivant.

2.5.7 COMPARAISON DES PROCÉDES DE CONTRÔLE

De nombreux moyens de contrôle ont été utilisés lors de l'arrêt 2009 afin de caractériser la corrosion des tubes au droit des plaques entretoises. Certains de ces moyens étaient utilisés pour la première fois sur le parc EDF :

- le procédé STT/S10 combinant des techniques bien connues par EDF mais mis en œuvre pour la première fois au niveau des plaques entretoises en ce qui concerne le procédé STT,
- le procédé Sonde-X basé sur une technologie de contrôle par sonde courants de Foucault multiéléments mis en œuvre pour la première fois sur le parc par EDF.

EDF a procédé à une analyse comparative de ces procédés dans le cadre de leur mise en œuvre à Bugey 3.

2.5.8 COMPARAISON DU PROCÉDE STT/S10 AVEC LE PROCÉDE S10

Le procédé STT/S10 a été développé pour le contrôle des zones sous plaque entretoise par deux prestataires : CEGELEC et INTERCONTROLE. Le contrôle simultané des zones sous plaque entretoise avec le procédé STT et le procédé S10 offre un gain de temps et/ou de dosimétrie par rapport à un contrôle séquentiel ou un contrôle réalisé en parallèle avec introduction de plusieurs porteurs de sonde dans la boîte à eau des GV. Les performances de ce procédé ont été comparées aux performances du procédé qualifié S10 sur la base d'acquisitions réalisées dans les mêmes zones. La Figure 11 donne la relation entre les amplitudes S10 et STT/S10 pour le procédé CEGELEC. Les signaux du procédé conventionnel S10 et du canal S10 du procédé STT/S10 devraient normalement être identiques aux incertitudes près. Cependant, de fortes dispersions sont visibles et l'amplitude du signal STT/S10 est en moyenne plus forte que pour le signal S10. EDF identifie entre le procédé S10 et le procédé STT/S10 les différences suivantes :

- le corps de sonde est différent, toutefois l'élément actif S10 et la valeur entrefer sont identiques,
- les bobines S10 du procédé STT/S10 sont branchées en flux soustractif au lieu de flux additif pour le procédé conventionnel S10,
- le système mécanique d'entraînement de la sonde est modifié,
- le logiciel d'analyse est différent,
- la méthode d'analyse est différente (compensation du signal de plaque réalisée manuellement par CEGELEC),
- un fort bruit d'excentrement est présent pour les signaux acquis en STT/S10 (les imperfections du dispositif de centrage et d'entraînement de la sonde STT/S10 dans le tube peuvent conduire à un décalage de l'axe de rotation de la sonde par rapport à l'axe du tube induisant des variations importantes d'entrefer entre la tête de sonde et la paroi du tube qui perturbent le contrôle).

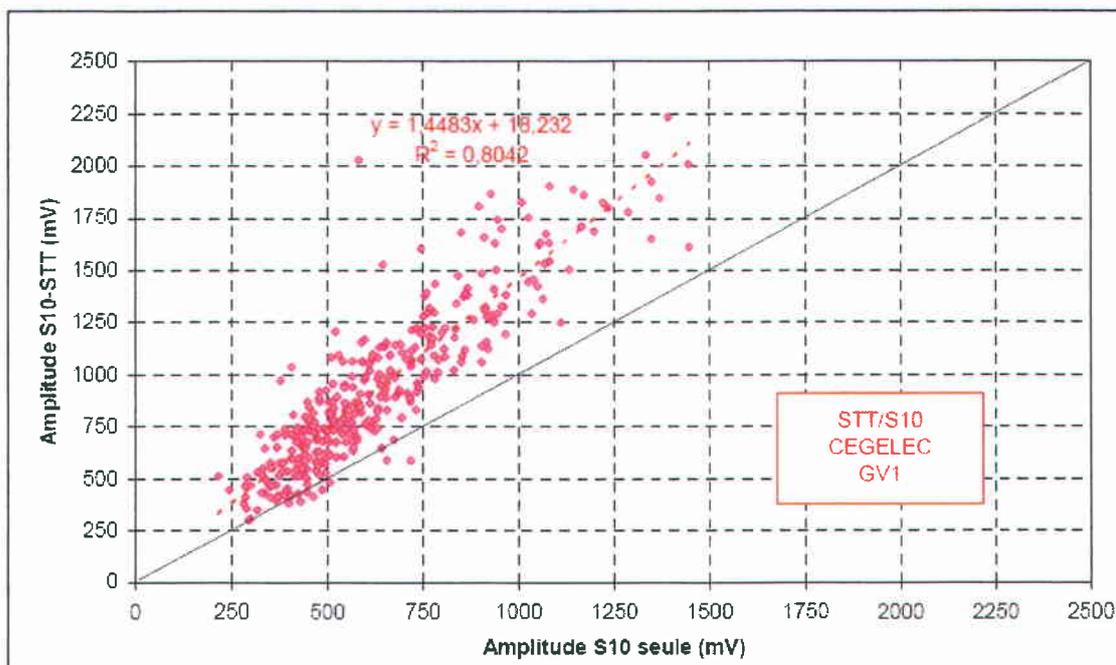


Figure 11 : Comparaison des amplitudes des indications de corrosion entre le procédé S10 (abscisse) et le procédé STT/S10 mis en œuvre par CEGELEC (ordonnée)

L'analyse de la mise en œuvre du procédé STT/S10 par INTERCONTROLE montre un meilleur accord avec le procédé conventionnel S10 quant à l'amplitude respective des indications de corrosion (Figure 12). La dispersion des résultats est nettement plus faible que pour le procédé STT/S10 mis en œuvre par CEGELEC, cependant les résultats STT/S10 ont une amplitude plus faible que celle obtenue avec le procédé S10. Le procédé STT/S10 mis en œuvre par INTERCONTROLE n'est donc pas conservatif par rapport au procédé S10 et, pour corriger ce point, EDF applique un facteur 2 aux résultats STT/S10 INTERCONTROLE pour l'application du critère de bouchage.

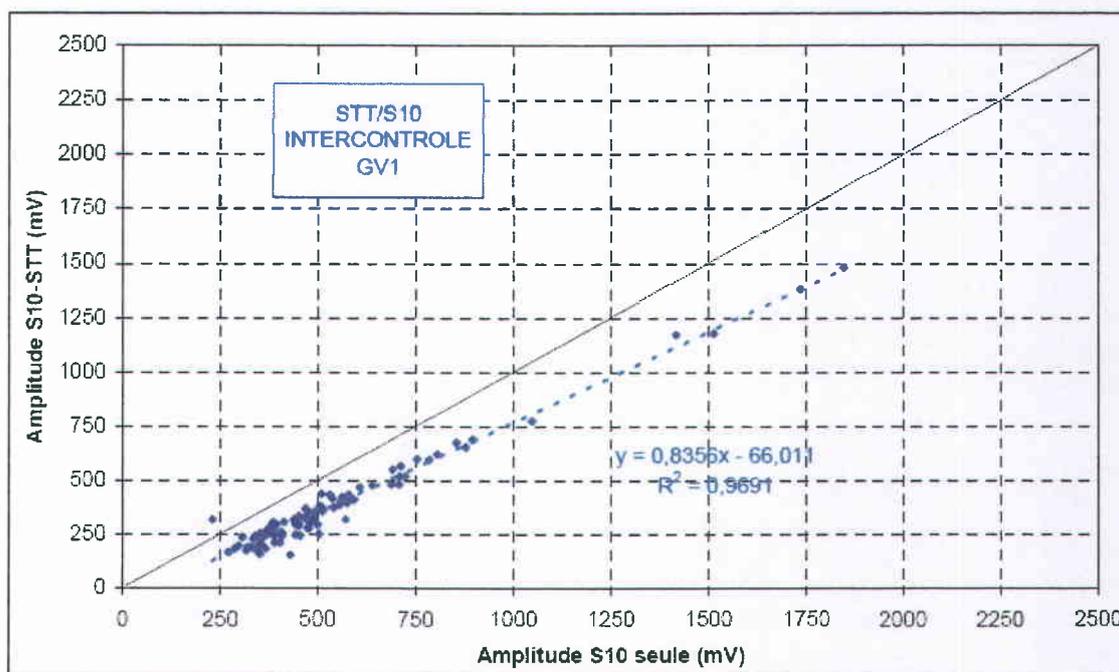


Figure 12 : Comparaison des amplitudes des indications de corrosion entre le procédé S10 (abscisse) et le procédé STT/S10 mis en œuvre par INTERCONTROLE (ordonnée)

Dans les cas où un tube a été contrôlé à la fois en S10 et en STT/S10, EDF retient les résultats du contrôle conventionnel S10. Le bilan des contrôles en S10 et STT/S10 retenus pour l'évaluation de l'endommagement des tubes par IGA est donné dans le Tableau 16.

		Procédé STT/S10		
		INTERCONTROLE	CEGELEC	Non contrôlé
Procédé S10	Contrôlé	S10 152 plaques	S10 357 plaques	S10 189 plaques
	Non contrôlé	STT/S10 1200 plaques	STT/S10 496 plaques	

Tableau 16 : Bilan des procédés retenus pour l'évaluation de l'endommagement des tubes par IGA

2.5.9 COMPARAISON DU PROCÉDE SAX AVEC LE PROCÉDE S10

La comparaison du procédé S10 et du procédé SAX pour la caractérisation de la corrosion sous plaque entretoise montre une assez grande dispersion des amplitudes (Figure 13). Les signaux STT/S10 obtenus par le prestataire CEGELEC se distinguent par une amplitude moyenne plus élevée que les signaux obtenus par le prestataire INTERCONTROLE. Quelques signaux obtenus avec le procédé S10 ont une amplitude importante bien que le signal SAX soit inférieur au seuil de notation. Une analyse complémentaire permet de préciser l'origine de ces différences :

- déformation géométrique du tube,
- dépôt présent au-dessus de la plaque entretoise,
- signal SAX proche du seuil de notation.

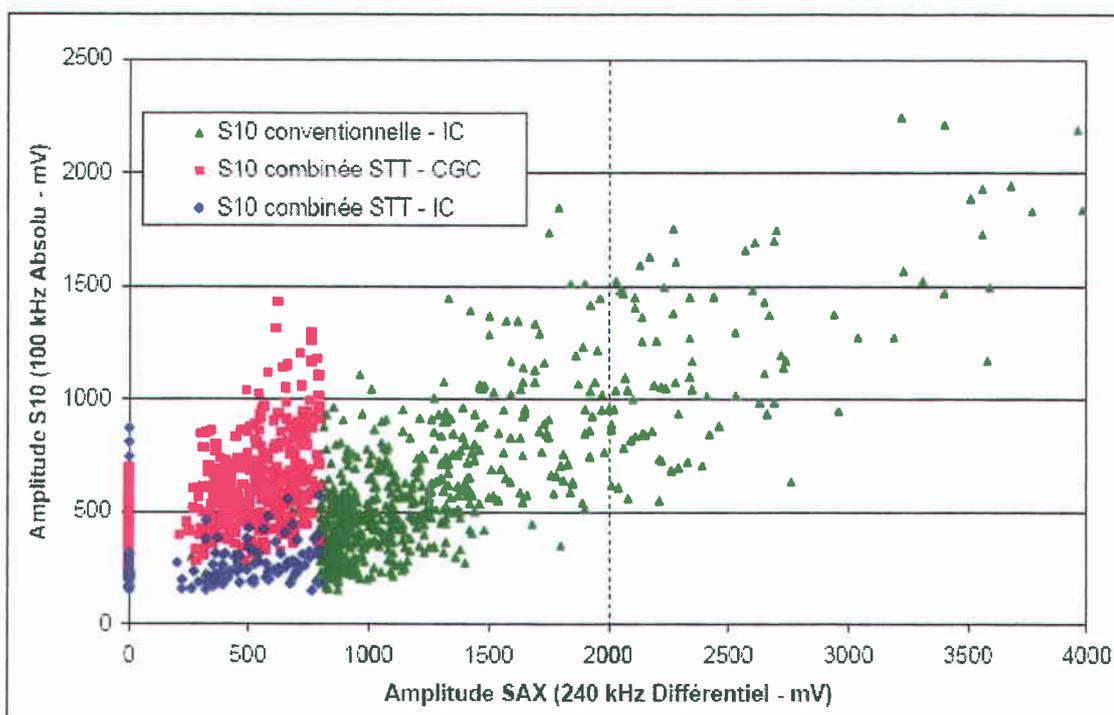


Figure 13 : Comparaison des amplitudes entre le procédé SAX (abscisse) et le procédé S10 (ordonnée)

2.5.10 COMPARAISON DU PROCÉDE SONDE-X AVEC LE PROCÉDE SAX

Le procédé de contrôle Sonde-X a été utilisé par EDF en premier lieu pour rechercher les indications de fissure d'orientation circumférentielle pour le GV de la boucle 1 et pour définir un programme d'expertise pour le procédé STT/S10. Le mode de fonctionnement de la Sonde-X (fonctions séparées pour l'émission et la réception du champ électromagnétique) est similaire à celui de la sonde STT. C'est un mode bien adapté à la recherche de défauts plans de type fissure ; il peut également être sensible aux autres dégradations notamment l'usure et la corrosion. EDF a comparé le bilan de détection de la corrosion avec le procédé Sonde-X et le procédé SAX. Le bilan de cette comparaison est présenté dans le Tableau 17 pour la branche chaude du GV de la boucle 1 et dans le Tableau 18 pour la branche froide. La comparaison de ces deux procédés montre que le procédé Sonde-X détecte environ deux fois plus d'indications de corrosion que le procédé SAX en branche chaude et presque quatre fois plus en branche froide. L'analyse des signaux Sonde-X est réalisée manuellement et sans définition d'un seuil de notation. Avec le procédé Sonde-X, toutes les indications dépassant le niveau du bruit de fond sont notées alors que, pour le procédé SAX, le seuil de notation est fixé à 200 mV. Pour la branche froide, l'amplitude moyenne des signaux de corrosion est plus faible qu'en branche chaude ce qui peut expliquer que le ratio d'indications détectées par le procédé Sonde-X par rapport au procédé SAX soit nettement plus élevé qu'en branche chaude.

	Sonde-X Indication détectée	Sonde-X non détectée	Total
SAX indication notable	4396	320	4716
SAX non notable	4149		
Total	8545		

Tableau 17 : Bilan de la détection des indications de corrosion en branche chaude du GV de la boucle 1 avec les procédés SAX et Sonde-X

	Sonde-X Indication détectée	Sonde-X non détectée	Total
SAX indication notable	100	27	127
SAX non notable	378		
Total	478		

Tableau 18 : Bilan de la détection des indications de corrosion en branche froide du GV de la boucle 1 avec les procédés SAX et Sonde-X

2.5.11 COMPARAISON DU PROCÉDE SONDE-X AVEC LE PROCÉDE S10

La comparaison du procédé Sonde-X avec le procédé S10 montre une grande dispersion de l'évaluation de l'extension angulaire des taches de corrosion par ces deux procédés. EDF a conclu de cette étude que l'utilisation du procédé Sonde-X pour caractériser l'endommagement par corrosion des tubes n'était pas applicable quantitativement à court terme, notamment pour définir un critère de bouchage.

2.5.12 ANALYSE DES CONTROLES NON DESTRUCTIFS PAR L'IRSN

L'IRSN note tout d'abord qu'EDF a mis en œuvre un important programme de contrôles non destructifs pour évaluer l'état du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 quant à la corrosion secondaire au droit des plaques entretoises. De nombreux moyens d'expertise ont été utilisés :

- contrôles étendus en sonde tournante S10,
- contrôles étendus avec le procédé STT/S10 mis en œuvre pour la première fois sur le parc EDF avec un temps de développement très court,
- contrôle à 100% des zones sous plaque entretoise du faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 avec le procédé Sonde-X mis en œuvre pour la première fois sur le parc EDF.

L'IRSN observe que l'important programme d'expertise d'EDF est adapté à l'enjeu résultant de la situation inattendue et très dégradée du faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 de Bugey 3 comportant de nombreuses fissures circonférentielles et des taches de corrosion profonde que le PBMP ne permet pas de caractériser correctement. L'IRSN constate que la mise en œuvre d'une sonde multiéléments a permis de détecter une

trentaine de fissures circonférentielles notables⁷ qui n'avaient pas été détectées par l'application du PBMP. L'IRSN observe que la mise en œuvre d'un procédé de contrôle fondé sur l'utilisation d'une sonde courants de Foucault multiéléments par EDF répond aux recommandations formulées notamment dans ses avis du 8 septembre 2008 concernant la fissuration par fatigue vibratoire des tubes des générateurs de vapeur en anomalie de supportage par les BAV [38] et du 31 juillet 2009 concernant le dossier générique de la corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des GV [39]. L'IRSN observe cependant un manque d'anticipation d'EDF et rappelle l'une des questions formulées dans le cadre de l'instruction de la fatigue vibratoire des cintres en anomalie de soutien : [41]

"Question 4 : Quelle est la position d'EDF quant à l'opportunité d'étudier l'apport de la technologie CF multiéléments afin d'améliorer sa connaissance de l'état du faisceau tubulaire des GV notamment vis-à-vis des dégradations par fissuration sous contrainte au voisinage des plaques entretoises et des petits cintres ?"

La réponse EDF à cette question avait été la suivante : [42]

"Compte tenu de la connaissance des dégradations affectant les faisceaux tubulaires des GV (apparition, cinétique) aucun élément nouveau ne nécessite d'engager une réflexion sur l'augmentation des capacités des procédés actuellement mis en œuvre pour la détection de ces dégradations.

Par ailleurs, la veille technologique menée par EDF auprès des principaux fournisseurs de sondes multiéléments CF lors de congrès nationaux ou internationaux ne permet pas d'identifier d'éléments significatifs conduisant à supposer une meilleure capacité de ces capteurs vis-à-vis de la détection de la fissuration sous contrainte".

L'adaptation de la sonde STT au contrôle des tubes au droit des plaques entretoises correspond à une recommandation formulée par l'IRSN en 2006 [40] portant sur le contrôles par CF des tubes de petit cintre du GV de la boucle 2 de Cruas 4. Cette demande avait également été formulée par l'autorité de sûreté le 31 octobre 2000 [43]. La réponse d'EDF est rappelée ci-après [44]:

"Dans le cas de la corrosion sous plaque entretoise ou de la corrosion sous dépôts, les nombreuses expertises réalisées sur tubes extraits et les très nombreux contrôles réalisés à l'aide d'une sonde tournante adaptée n'ont jamais mis en évidence de défaut d'orientation circonférentielle et de dimension détectable par une méthode courants de Foucault.

En conséquence, il ne nous paraît pas nécessaire au vu de ce retour d'expérience de prolonger le développement et la qualification de la STT pour la surveillance de la corrosion sous dépôts ou de la corrosion sous plaques entretoises. La STT ne serait d'ailleurs pas nécessairement une sonde bien adaptée pour ces dégradations."

⁷ Une indication de fissure circonférentielle notable au sens de la procédure STT "pied de tube" correspond à une fissure de profondeur supérieure ou égale à 40% de l'épaisseur du tube et d'une extension angulaire continue supérieure ou égale à 50°

Dans le cas de l'adaptation du procédé STT au contrôle des zones au droit des plaques entretoises, l'IRSN note également un manque d'anticipation de la part d'EDF. Pour l'IRSN, EDF devrait renforcer sa veille technologique et ses développements industriels afin de disposer de moyens performants pour le contrôle des tubes. Ces moyens doivent permettre à EDF de détecter et de caractériser un endommagement inattendu. En d'autres termes, l'utilisation du REX et notamment l'expertise de tronçons de tubes extraits permet bien de vérifier que les moyens de contrôle sont adaptés aux mécanismes d'endommagement identifiés mais est insuffisant pour s'assurer d'être en capacité de détecter un nouveau type d'endommagement. Pour l'IRSN, EDF devrait disposer d'un moyen de contrôle lui permettant de détecter une fissure d'orientation circonférentielle quel que soit son emplacement dans le tube.

L'IRSN rappelle que les procédés de contrôle SAX et S10 ne sont qualifiés qu'en termes de reproductibilité. Le périmètre de qualification du procédé STT (900 MWe) n'inclut pas une configuration de type fissuration multi-amorcée en milieu secondaire. L'IRSN avait encore recommandé en 2008 dans son avis DSR/2008-213 portant sur l'analyse de la proposition de révision du PBMP du faisceau tubulaire des GV qu'EDF poursuive ses travaux en vue de mieux relier les résultats de contrôle aux caractéristiques des défauts et notamment de ceux laissés en service. L'ASN a donné suite à cette recommandation ainsi qu'à celle concernant l'amélioration des performances des procédés de contrôle notamment pour la détection des indications circonférentielles sur toute la longueur des tubes dans son courrier du 25 juin 2009 [45]. EDF n'a pour l'instant répondu que partiellement au courrier de l'ASN [46].

L'IRSN observe que le nombre d'indications de corrosion est très élevé pour le GV de la boucle 1 de Bugey 3 : plus de 4800 indications notées avec le procédé SAX et plus de 9000 indications notées avec le procédé Sonde-X. Ce bilan indique que le faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 de Bugey 3 est très endommagé. Les tubes des GV de Bugey 3 sont en alliage 600 MA et font l'objet d'un volume de contrôle très important avec le procédé SAX. En effet pour le contrôle des tubes en alliage 600 MA, le PBMP d'EDF prescrit :

- un contrôle de 100% du faisceau tubulaire tous les quatre arrêts au titre du programme de contrôle minimal des tubes (toutes dégradations confondues) avec le procédé SAX,
- un contrôle de 100% du faisceau tubulaire tous les deux arrêts au titre de la détection et de la caractérisation de la corrosion au droit des plaques entretoises avec le procédé SAX,
- un contrôle de 100% des tubes affectés par une suspicion de corrosion au droit des plaques entretoises (amplitude du signal SAX supérieure à 200 mV) à chaque arrêt pour les tranches du CP0 avec des cycles de fonctionnement longs dont Bugey 3,
- une caractérisation avec le procédé S10 des indications comprises entre 1,5 et 2 Volts,
- le bouchage des tubes pour lesquels une indication SAX de corrosion sous plaque dépasse 2 Volts pour les plaques entretoises PE1 à PE7,
- le bouchage des tubes pour lesquels une indication SAX de corrosion sous plaque dépasse 1 Volt pour la plaque entretoise supérieure PE8.

A titre de comparaison, le programme de contrôle recommandé par l'EPRI est le suivant [37] :

- un contrôle à 100% du faisceau tubulaire (*NDLR : a minima avec une sonde axiale de type procédé SAX*) avec une périodicité de 60 mois effectifs à pleine puissance (soit tous les 5 ans),
- des contrôles doivent être réalisés a minima à chaque arrêt pour rechargement,
- le critère "standard" de bouchage correspond à un défaut de profondeur 40%,
- pour la corrosion au droit des plaques entretoises des GV Westinghouse (plaques percées en acier non allié) l'exploitant peut utiliser un autre critère de bouchage (Alternative Repair Criteria ARC) fixé à 2 Volts pour le procédé sonde Axiale (pour un étalonnage ASME⁸, l'étalonnage EDF conduit à une amplitude environ cinq fois plus faible pour le canal F2 que l'étalonnage ASME).

Le critère de bouchage utilisé par EDF avec le procédé SAX pour la corrosion au droit des plaques entretoises est environ cinq fois supérieur à celui accepté par la NRC [47]. Cependant, EDF réalise un contrôle à chaque arrêt pour le suivi des indications de suspicion de corrosion au droit des plaques entretoises pour une amplitude du signal qui est nettement inférieure aux exigences réglementaires américaines. La position américaine apparait plus conservatrice pour le bouchage, cependant la position EDF est plus exigeante quant à la périodicité des contrôles. Pour l'IRSN, la position EDF fondée sur le suivi à chaque arrêt des indications de corrosion à l'aide du procédé SAX était une stratégie acceptable sous réserve que :

- la cinétique de la corrosion soit évaluée,
- la fissuration sous contrainte ait une orientation longitudinale et soit nettement plus profonde que la fissuration par IGA (la fissuration traversante d'orientation longitudinale est une dégradation bien détectée par le procédé SAX)
- le REX confirme le bien-fondé des deux premières assertions notamment par l'expertise de tubes périodiquement extraits ainsi que le recommande la NRC [47].

Dans les années 80-90, EDF a procédé à de nombreuses expertises pour caractériser le phénomène de corrosion au droit des plaques entretoises percées en acier faiblement allié. De nombreux tubes ont été extraits notamment à Dampierre 1 et à Saint-Laurent B1 et cela a permis à EDF de définir sa doctrine de maintenance pour ce mécanisme d'endommagement. Un critère de bouchage a été défini pour le procédé SAX. Depuis, très peu de tubes ont été extraits afin de vérifier que les hypothèses et la cinétique de ce mécanisme restaient inchangées en particulier le caractère dominant de la fissuration IGSCC d'orientation longitudinale. Par ailleurs, les contrôles réalisés au titre du PBMP avec le procédé SAX ne permettent pas d'obtenir une évaluation suffisamment précise du niveau d'endommagement des tubes au droit des plaques entretoises percées et une estimation de la cinétique associée. En effet, le canal F2 du procédé SAX utilisé pour la détection de la corrosion au droit des plaques entretoises est fondé sur un mode différentiel (soustraction du signal de la bobine n°1 par le signal de la bobine n°2). Ce mode n'est pas adapté à la détection d'une indication longue et progressive et, de plus, il est très perturbé par la présence de la plaque entretoise et des signaux associés aux bords de plaque.

⁸ Etalonnage sonde axiale ASME : 4 Volts pour un signal provenant de 4 trous externes à fond plat de profondeur 20% et de diamètre 4,8 mm ($\varnothing 3/16''$)

Etalonnage SAX EDF : 1,3 Volts pour un signal provenant de 4 trous traversants de diamètre 1 mm

Les critères définis dans le PBMP pour caractériser la corrosion avec le procédé S10 (amplitude SAX comprise entre 1,5 et 2 Volts et amplitude supérieure à 4 Volts)⁹ sont très restrictifs et ne permettent pas d'obtenir une évaluation statistiquement représentative de l'état du faisceau tubulaire pour la corrosion au droit des plaques entretoises. Par exemple, l'application des critères du PBMP ne conduisait à contrôler que 70 tubes avec le procédé S10 pour la boucle 1 et 6 tubes pour la boucle 2. De plus, bien que la doctrine de maintenance précise que la fissuration longitudinale soit le mode de dégradation principal, le PBMP ne prévoyait pas de traitement particulier (de type Evènement Méritant une Attention Particulière EMAP) pour des signaux SAX de forte amplitude en l'absence de fissure longitudinale détectée par le procédé S10.

La qualification des procédés de contrôle SAX et S10 limitée à leur reproductibilité contribue également à limiter l'interprétation des résultats de contrôle. En résumé, une démarche expérimentale fondée sur la corrélation entre de nombreuses expertises sur tubes extraits et sur les résultats des procédés de contrôle et qui conduit à la définition "empirique" d'un critère de bouchage pouvait être parfaitement justifiée dans les années 90 mais ne plus l'être vingt ans plus tard si le ou les mécanisme(s) d'endommagement s'avère(nt) différent(s) ou plus complexe(s).

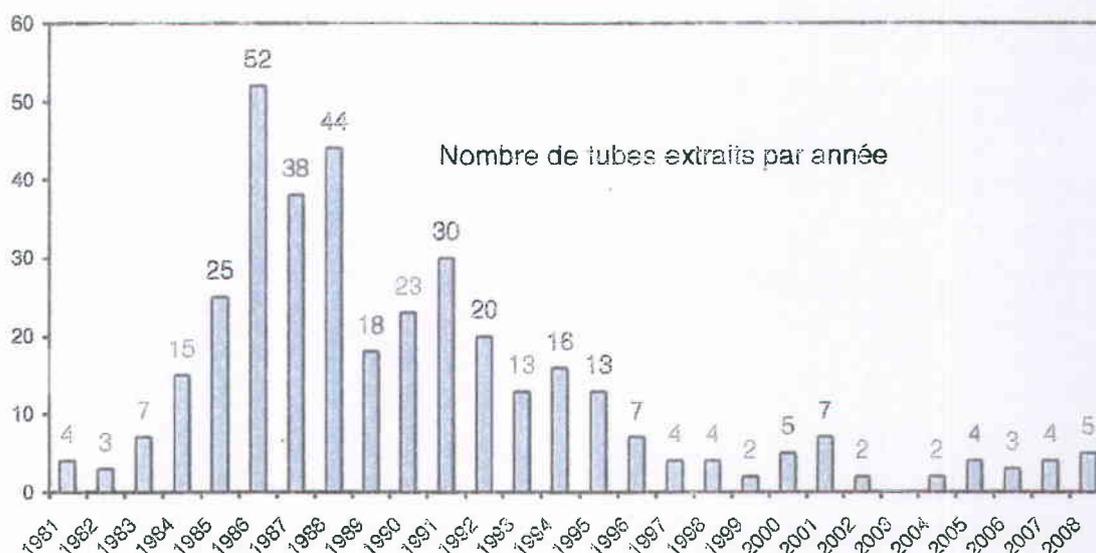


Figure 14 : Répartition annuel du nombre de tubes extraits sur le parc EDF
(347 tubes extraits au total de 1980 à 2008)

Pour l'IRSN, deux démarches complémentaires auraient permis d'anticiper la problématique de la corrosion sous plaques entretoises :

- une démarche de qualification des procédés de contrôle SAX et S10 comprenant la définition des performances (avis DSR/2008-213 [48]),
- un programme d'expertise sur tubes extraits permettant de s'assurer périodiquement que les hypothèses sur lesquelles est fondée la doctrine de maintenance sont bien vérifiées.

⁹ Les tubes comportant une indication dont l'amplitude SAX est comprise entre 2 Volts et 4 Volts sont bouchés sans caractérisation avec le procédé S10.

Cette démarche aurait pu permettre à EDF d'identifier un mécanisme de corrosion par IGA sous plaque entretoise plus important que celui pris en compte dans sa doctrine, de détecter éventuellement un début de fissuration de type IGSCC d'orientation circonférentielle, de mieux évaluer les performances et les limitations du procédé SAX et d'anticiper le remplacement des GV.

L'analyse des limitations du procédé de contrôle SAX pour l'évaluation du niveau d'endommagement des tubes par corrosion au droit des plaques entretoises est présentée en annexe 1. La simulation des signaux SAX pour un modèle très simplifié d'endommagement par IGA montre que le signal dû aux bords des plaques peut perturber l'analyse d'un signal de corrosion. Cette perturbation peut devenir importante pour une corrosion étendue sur toute la hauteur de la plaque et peut conduire à sous-estimer la sévérité de l'endommagement et sa cinétique.

Concernant les enseignements tirés du programme d'expertise mis en œuvre à Bugey 3 lors de l'arrêt 2009-2010, l'IRSN renouvelle sa recommandation formulée dans son précédent avis sur la problématique liée à la corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur [39] :

Pour l'IRSN, la présence d'un endommagement circonférentiel important au droit des plaques entretoises et non détecté par les moyens de contrôle mis en œuvre dans le cadre du PBMP conduit à une remise en cause du référentiel de maintenance d'EDF relatif au faisceau tubulaire des GV. L'IRSN recommande que la doctrine de maintenance et le PBMP soient révisés afin de prendre en compte la dégradation par corrosion intergranulaire profonde (IGA) et la fissuration circonférentielle (IGSCC) des tubes en alliage 600 MA au droit des plaques entretoises et qu'EDF propose des moyens de contrôle adaptés à la détection de cet endommagement sur l'ensemble des faisceaux tubulaires en alliage 600.

2.6 BILAN DES EXPERTISES SUR TUBES EXTRAITS

Pour Bugey 3, EDF a défini un programme d'extraction de tubes et d'expertise métallurgique afin de répondre aux questions suivantes [2] :

- Quels sont les endommagements avérés du faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 ?
- Les contrôles réalisés sont-ils exhaustifs eu égard aux mécanismes d'endommagement avérés ?
- Les garanties de la tenue mécanique des tubes sont-elles apportées pour le prochain cycle de fonctionnement après le bouchage ciblé de tubes endommagés ?
- Quels sont les enseignements à tirer pour les autres tranches du parc EDF (performances des procédés de contrôle, critère d'obturation des tubes) ?

Pour répondre à ces questions, le programme d'expertise défini par EDF pour les sept tronçons jugés prioritaires pour définir une stratégie de bouchage et démontrer l'aptitude au service du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 est basé sur les actions suivantes :

- un test d'éclatement,
- une rupture des tubes par étirement longitudinal afin de déterminer la section minimale de résistance ductile,
- un examen visuel des tubes après éclatement (ou début de fuite),
- un examen macrographique du faciès de rupture et de la paroi externe à proximité,
- un examen macro-fractographique au Microscope Electronique à Balayage (MEB),
- des examens micrographiques sur coupes longitudinales,
- quelques examens micrographiques après polissage à plat.

La Pression de Début de Fuite est définie comme étant la pression maximum atteinte avant qu'une chute de pression soit observée en raison de la perte d'étanchéité du tube. Cette définition est illustrée par la Figure 15 qui présente la variation de la pression au cours du test d'éclatement du tronçon de tube L34C57PE1.

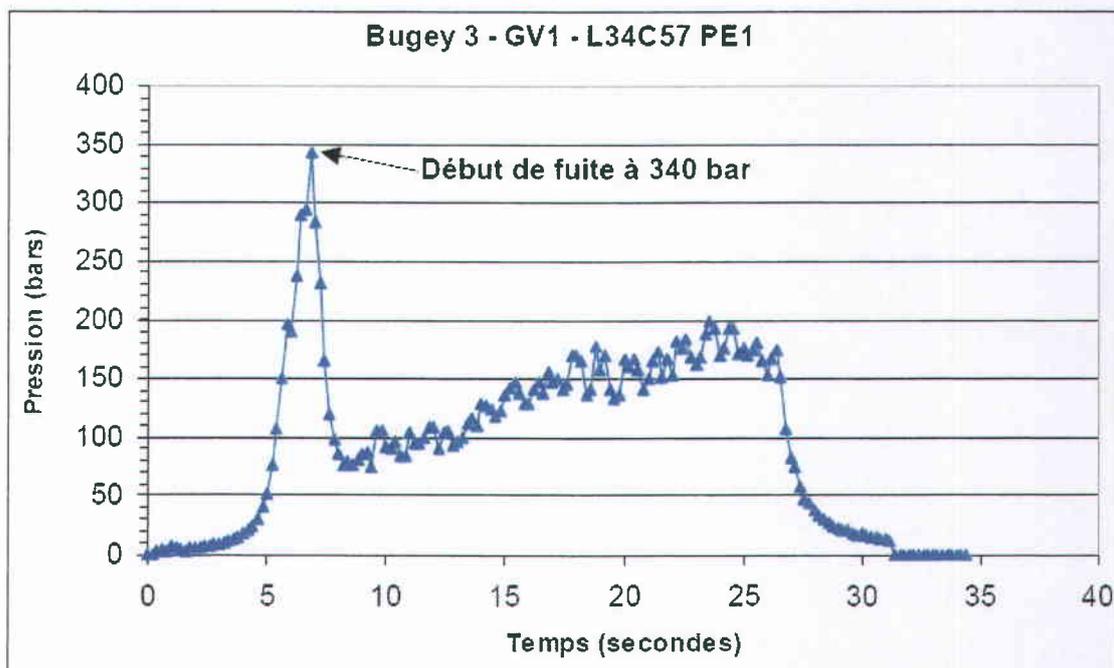


Figure 15 : Variation de la pression au cours du temps lors du test d'éclatement du tronçon L34C57PE1 et définition de la Pression de Début de Fuite

2.6.1 SYNTHÈSE DES RESULTATS D'EXPERTISE

La liste des tubes extraits est donnée dans le Tableau 19. Ce tableau regroupe les résultats des contrôles non destructifs (procédés SAX, S10, STT et Sonde-X), la pression de début de fuite (PDF) ainsi que la section fissurée à l'issue de l'essai. Ce tableau montre qu'il est très difficile de corréler les résultats des contrôles non destructifs avec des paramètres mécaniques globaux tels que la Pression de Début de Fuite (PDF) ou la section dégradée. Ainsi, la section fissurée du tronçon de tube L12C32PE1 qui s'est rompu lors de la tentative d'extraction du tronçon L12C32PE2 a une section dégradée importante (35%) pour une amplitude SAX de 0,68 Volts très en deçà du critère de bouchage (2 Volts).

En revanche, une tendance logique est observée entre le pourcentage de section dégradée et la pression de début de fuite :

- une pression de début de fuite d'environ 400 bar pour une section dégradée inférieure à 20%,
- une pression de début de fuite comprise entre 270 et 340 bar pour une section dégradée supérieure à 20%.

Le bilan des expertises métallurgiques est présenté en regard des objectifs de l'extraction dans le Tableau 20 ; il est détaillé dans le paragraphe suivant.

Tronçon	END					Expertise	
	SAX	S10	STT	Sonde-X Circonf (SCI)	Sonde-X Volumique (SVI)	PDF	Section Dégradée
L12C32PE1	0,68 V	104°	NC	NC	NC	-	35%
L34C57E1	1,52 V	0,576 V 76°	DCL	0,74 V 63°	10 V 247°	340 bar	26% ± 5%
L05C17E2	1,14 V	0,567 V 156°	RAS	RAS	4,4 V 133°	320 bar	30% ± 5%
L24C49E1	0,32 V	Fissure longi	0,043 V 2°	RAS	6V 117°	400 bar	19% ± 1%
L23C40E1	1,2 V	0,439 V 103°	DCL	1,1 V 109°	4,7 V 167°	340 bar	22% ± 5%
L31C25E2	0,96 V	0,413 V 73°	DCL	RAS	5,4 V 98°	270 bar	21% ± 5%
L28C47E1	0,49 V	NC	0,244 V 55°	2,5 V 80°	5,3 V 103°	420 bar	17% ± 1%
L16C20E2	0,55 V	NC	0,088 V 40°	0,98 V 76°	5,3 V 159°	400 bar	17% ± 1%
L05C17E2	1,14 V	0,567 V 156°	RAS	RAS	4,4 V 133°	320 bar	
L16C20E1	0,31 V	NC	DCL	0,92V 53° 0,3V 63°	7 V 169°	-	
L31C48E1	0,92 V	0,618 V 87°	DCL	3,6 V 87°	9,2 V 204°	-	-
L25C21E2	1,52 V	1,034 V 269°	0,341 V 151°	2,9V 61° 2,8V 67°	14 V 161°	-	-
L01C31E1	0,94 V	0,565 V 95°	DCL	2 V 43° 1,4 V 79°	8 V 178°	-	-
L10C30E1	1,31 V	1,08 V 73°	RAS	RAS	27 V 170°		

Tableau 19 : Liste des tubes extraits du GV n° 10, comparaison entre résultats END et expertise

DCL = indication STT déclassé après analyse complémentaire; NC : non contrôlé

Sonde-X SCI : canal du procédé Sonde-X utilisé pour la détection de défauts d'orientation circonférentielle

Sonde-X SVI : canal du procédé Sonde-X utilisé pour la détection de défauts volumiques ou d'orientation longitudinale

PDF : Pression de Début de Fuite

Section Dégradée : la Section Dégradée de tubes est évaluée à l'aide d'un examen macrographique du plan de rupture des tubes après un essai de traction. La section dégradée correspond aux secteurs affectés par l'IGA et/ou l'IGSCC ; la section résistante du tube présente un faciès de déchirure ductile.

Tous les tronçons proviennent de la branche chaude du GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Rubrique	Caractéristiques recherchées	Tronçon	Section dégradée	Secteur dégradé à 50%	IGA Maximum
1. Présence des dégradations	1.1 Présence d'IGA profonde, SAX forte pas de fissure longi en S10	L34C57E1	26% ± 5%	90°	1200 µm
	1.2 Présence d'IGA profonde, SAX moyenne, pas de fissure longi S10	L05C17E2	30% ± 5%	130°	1000 µm
2. Exhaustivité des contrôles	2.1 Indication STT non diagnostiquée circonférentielle par la sonde X	L24C49E1	19% ± 1%	70°	600 µm
3. Intégrité des tubes	3.1 Indications STT déclassés (type 1)	L23C40E1	22% ± 5%	100°	1200 µm
	3.2 Indications STT déclassés (type 2)	L31C25E2	21% ± 5%	95°	1180 µm
	3.3 Indication STT significativement au-dessus du seuil	L28C47E1	17% ± 1%	40°	400 µm
	3.4 Indication STT juste au-dessus du seuil	L16C20E2	17% ± 1%	70°	400 µm
	3.5 Indication STT juste au dessous du seuil (<i>même tronçon qu'en 2.1</i>)	L24C49E1 (idem 2.1)	19% ± 1%	70°	600 µm
	3.6 IGA profonde, SAX forte sans fissure longi en S10 (<i>même tronçon qu'en 1.2</i>)	L05C17E2 (idem 1.2)	30% ± 5%	130°	1000 µm
Hors programme	Tronçon rompu lors de la tentative d'extraction du tronçon L12C32E2	L12C32E1	35%		900 µm

Tableau 20 : Bilan des expertises métallurgiques

2.6.2 PRESENCE DES DEGRADATIONS (TRONÇONS L34C57E1 ET L05C17E2)

Les tronçons L34C57E1 et L05C17E2 ont été extraits afin de déterminer si les tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 sont affectés par une corrosion de type IGA profonde comme celle mise en évidence sur les tronçons de tube extraits du GV de la boucle 3 de Fessenheim 2. Ces tronçons ont été choisis en prenant pour critère un signal SAX de forte amplitude (supérieur à 1 Volt) en l'absence de fissure longitudinale notable pour le procédé S10. Ces deux tronçons présentent des dégradations importantes par IGA et IGSCC. La section dégradée est supérieure à 26% ±5% sans corrélation directe avec l'amplitude du signal SAX ; la section la plus dégradée correspond à l'amplitude SAX la plus faible contrairement au raisonnement intuitif associant une amplitude d'autant plus élevée que l'endommagement est important. La pression de début de fuite de ces tubes est environ deux fois plus faible que celle d'un tube sain (> 700 bar) ce qui confirme bien l'effet de la corrosion sur la tenue mécanique du tube. La profondeur maximale de corrosion par IGA atteint localement 1200 µm soit quasiment l'épaisseur nominale de la paroi du tube (1270 µm). L'endommagement par corrosion est limité à la hauteur de la plaque moins quelques millimètres (soit de 15 à 17 mm). Des fissures d'IGSCC d'orientation longitudinale sont présentes. La nature complexe de l'endommagement (décohésion intergranulaire multidirectionnelle et IGSCC longitudinale) explique probablement que les fissures d'orientation longitudinale ne soient pas détectées avec le procédé S10 qui exploite

un mode différentiel pour la détection des fissures longitudinales. Le bilan global des expertises métallurgiques pour ces tubes conclut à un endommagement des tubes par **décohésion intergranulaire multidirectionnelle**. L'endommagement des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 comporte bien de la corrosion par IGA profonde comme les tubes des GV de Fessenheim 2.

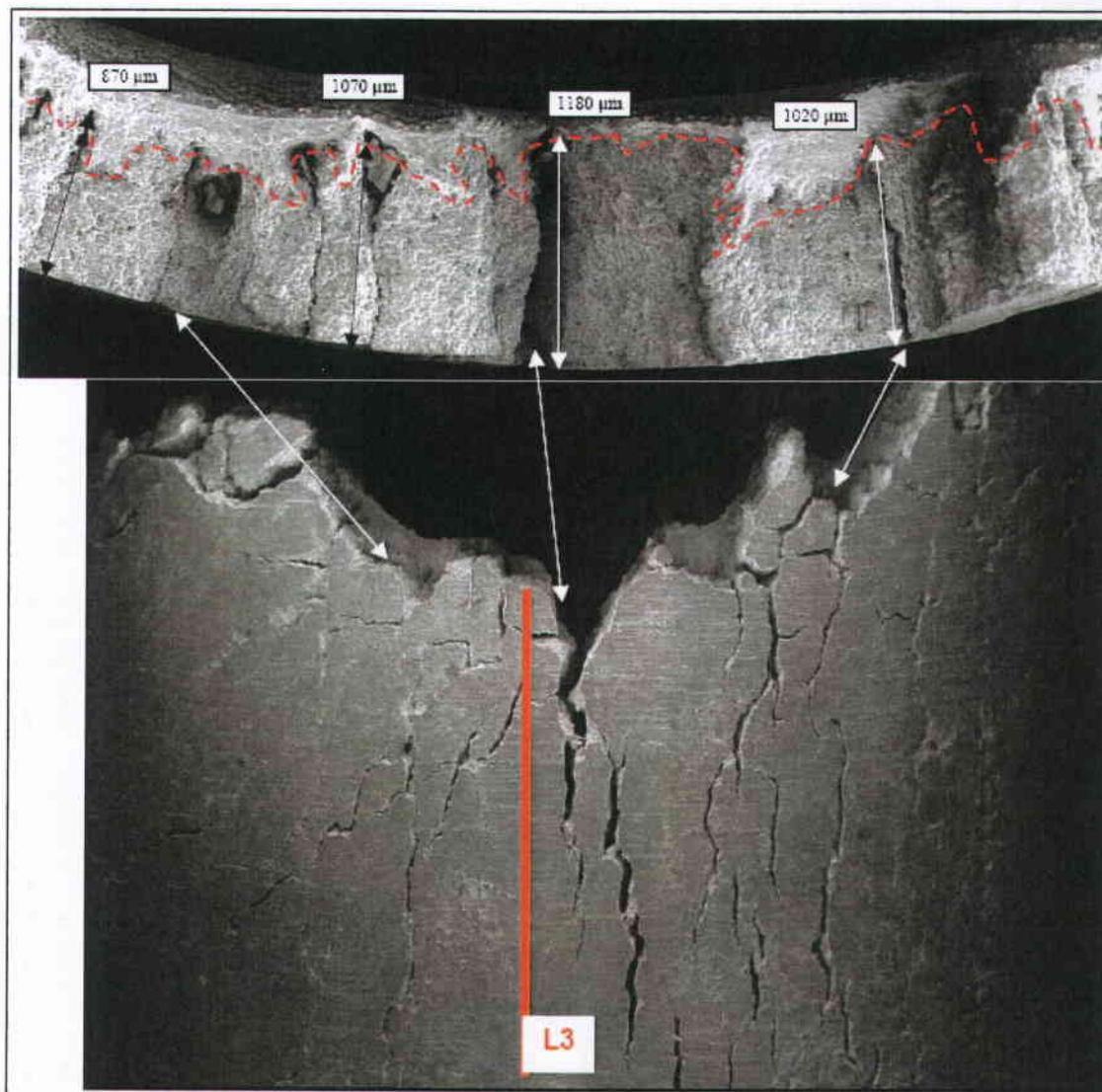


Figure 16 : Tronçon L34C57PE1, Examen du plan de rupture au MEB (IGA profonde $\approx 1200 \mu\text{m}$)

2.6.3 EXHAUSTIVITE DES CONTROLES (TRONÇON L24C49E1)

Pour EDF, le procédé offrant le plus de garantie pour la détection des fissures d'orientation circumférentielle est le procédé STT/S10. Cependant, le temps d'acquisition de ce procédé est important et il est réhibitoire d'un point de vue opérationnel de contrôler l'intégralité des intersections plaques/tubes du faisceau tubulaire avec ce moyen de contrôle. EDF a utilisé le procédé Sonde-X pour la détection des indications d'orientation circumférentielle et le procédé STT/S10 pour la caractérisation de ces indications. Néanmoins, EDF a souhaité vérifier que le procédé Sonde-X permettait de détecter efficacement toutes les indications d'orientation circumférentielle. Ainsi, EDF a souhaité expertiser le tronçon L24C49E1 pour lequel le procédé Sonde-X ne détecte pas de défaut d'orientation

circonférentielle alors que le procédé STT/S10 détecte une indication circonférentielle inférieure au seuil de notation.

L'expertise métallurgique révèle que l'endommagement a une orientation principalement longitudinale ce qui est conforme au résultat du contrôle obtenu avec les procédés Sonde-X et S10. Un petit secteur de 15° d'IGA prolongé par de l'IGSCC circonférentielle est mis en évidence ce qui est également cohérent avec le résultat STT. La profondeur maximum d'endommagement du tube par IGA est de 1100 µm sur un secteur assez réduit ce qui explique que l'amplitude du signal SAX soit très inférieure au critère de bouchage (0,32 Volts pour un critère de bouchage à 2 Volts).

La fissure est très inférieure au critère de notation STT (profondeur supérieure ou égale à 40% sur un secteur supérieur ou égal à 50°). Pour EDF, sa non-détection par le procédé Sonde-X ne remet donc pas en cause l'utilisation du procédé Sonde-X pour la détection des fissures d'orientation circonférentielle notables pour le procédé STT. EDF conclut donc à l'exhaustivité des contrôles réalisés sur le faisceau tubulaire des GV de Bugey 3.

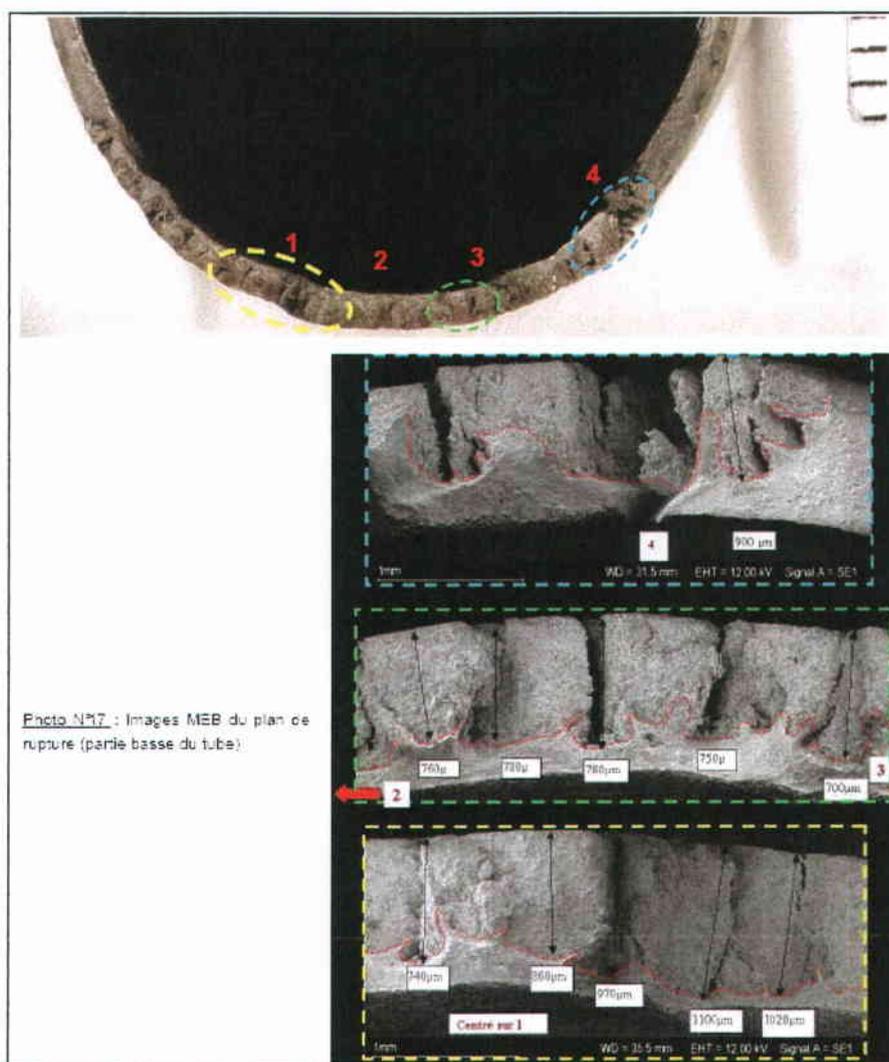


Figure 17 : Tronçon L24C49PE1, examen du plan de rupture au MEB (IGA profonde \approx 1100 µm pour un signal SAX de faible amplitude \approx 0,3 Volt)

2.6.4 TENUE MÉCANIQUE DES TUBES (TRONÇONS L23C40E1, L31C25E2, L28C47E1, L16C20E2, L24C49E1)

En ce qui concerne la tenue mécanique des tubes, EDF a souhaité vérifier les performances des moyens de contrôle en particulier du procédé STT qui est utilisé en pied de tube et qui a été adapté pour le contrôle des tubes au droit des plaques entretoises de Bugey 3.

Tronçon L28C47E1 : signal STT significativement au-dessus du seuil de notation

L'amplitude du signal STT pour le tronçon L28C47E1 est de 244 mV (voie YC1) et l'étendue angulaire au seuil de ± 20 mV est de 55° ce qui correspond à une indication dont les caractéristiques sont nettement supérieures au seuil de notation en amplitude (pour mémoire 50 mV). Le signal STT est présenté en Figure 18. L'indication qui se manifeste par une alternance d'une tache rouge et d'une tache bleue est bien visible au centre de l'image (C-SCAN). Cette réponse du procédé STT/S10 correspond typiquement au signal différentiel provenant d'un défaut circunférentiel. Cette indication détectée par le procédé STT/S10 correspond à l'endommagement par IGSCC d'orientation circunférentielle révélée par l'expertise métallurgique au MEB dans la zone A (Figure 19).

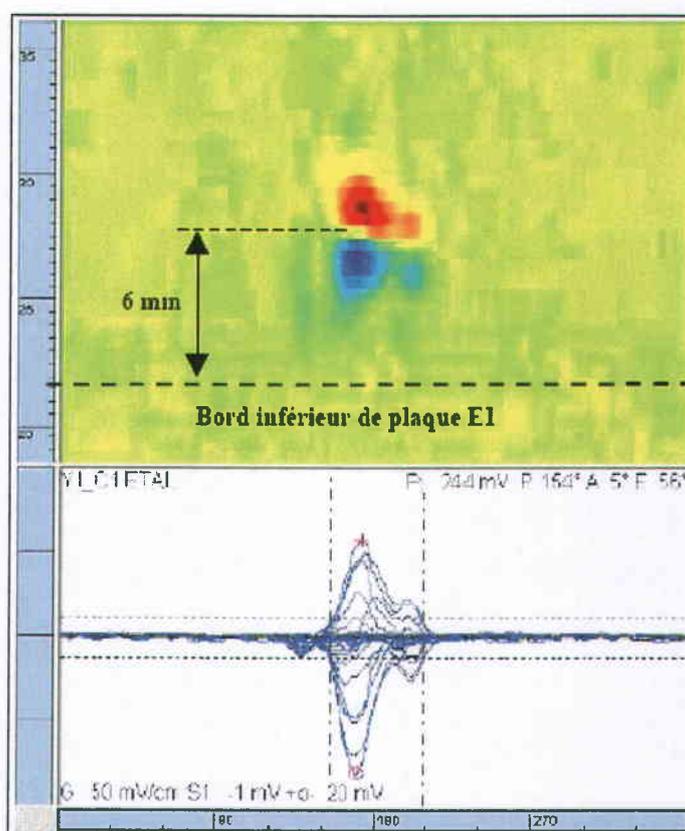


Figure 18 : Tronçon L28C47E1, procédé STT, voie YC1, vue C-SCAN (en haut) et tours superposés

Le profil de profondeur dans le plan de rupture est présenté dans la Figure 20. La zone où un endommagement par IGSCC d'orientation circunférentielle a été identifié lors de l'expertise métallurgique est signalée par une flèche rouge. Cette fissuration circunférentielle est non coplanaire et il y a un changement de plan au niveau de la position angulaire de 130° . Pour la corrosion de type IGSCC d'orientation circunférentielle, le secteur maximal continu affecté à la profondeur de 40% est égal à 45° ce qui est inférieur à l'extension angulaire minimum revendiquée par le procédé STT. Cette situation correspond à une sur-détection pour le procédé STT.

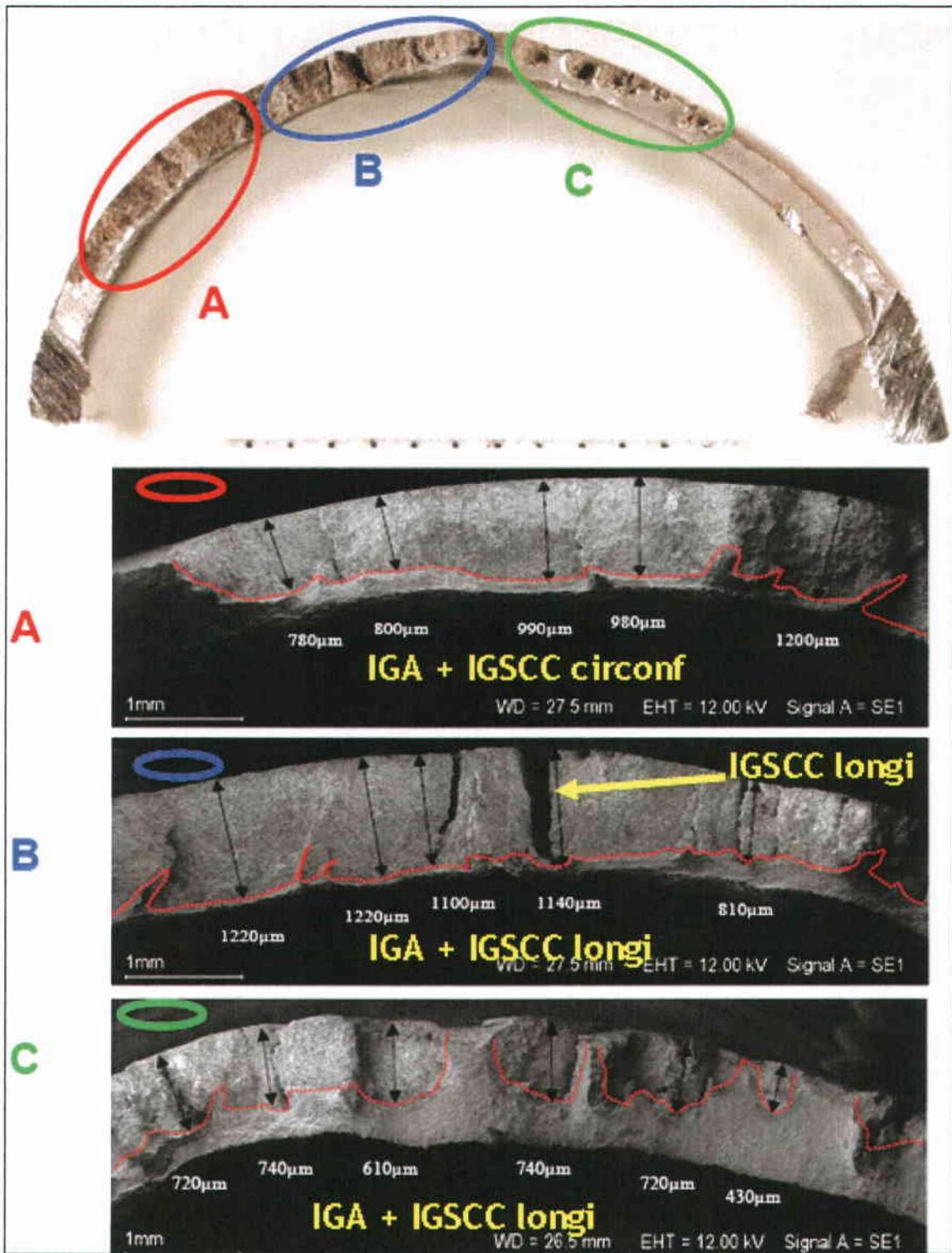


Figure 19 : Tronçon L28C47PE1, examen du plan de rupture au MEB

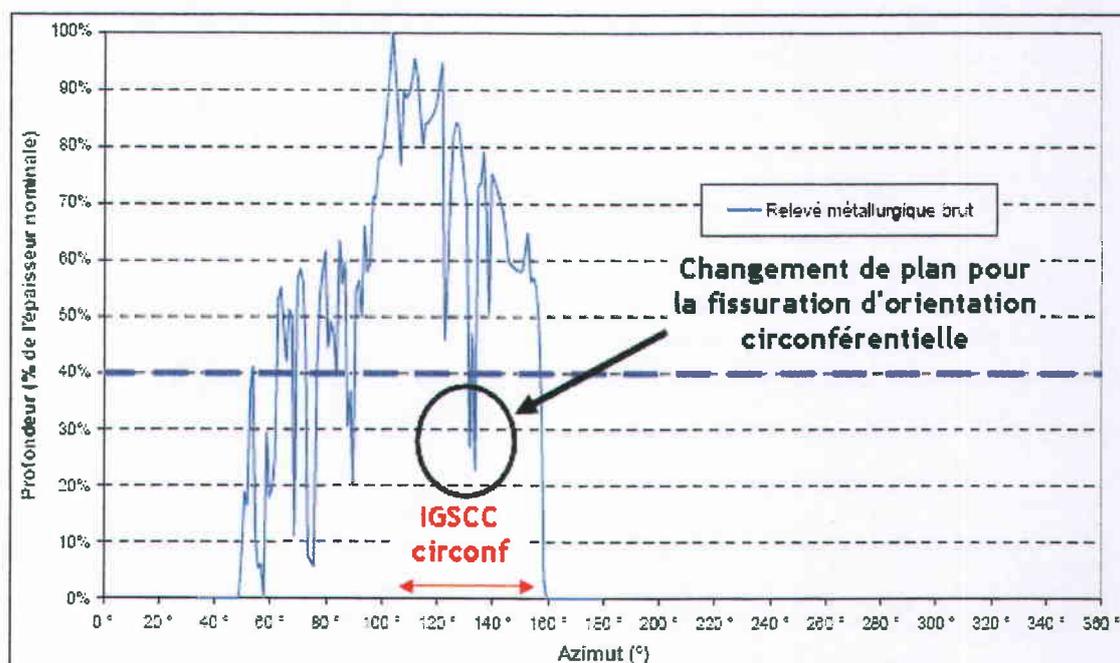


Figure 20 : Tronçon L28C47PE1, profil de profondeur de dégradation sur le plan de rupture (la flèche rouge signale la zone où de l'IGSCC d'orientation circonférentielle a été identifiée)

Tronçon L16C20E2 : signal STT juste au-dessus du seuil de notation

Les contrôles avec le procédé STT/S10 conduisent à la détection d'une indication d'amplitude 88 mV et d'une étendue angulaire de 40°. Cela correspond au classement d'une indication notable légèrement au-dessus du seuil de notation. Le signal STT est clairement identifiable comme celui d'une indication circonférentielle. Une fissure longitudinale est également détectée par le signal S10 pour ce tronçon. L'expertise métallurgique conclut à la présence d'un secteur affecté par une fissuration circonférentielle supérieure à 40% de l'épaisseur de la paroi du tube avec une extension angulaire d'environ 40°. L'extension de ce secteur fissuré est légèrement inférieure à celui revendiqué pour les performances du procédé STT (soit 50° minimum). L'analyse conduit donc à une légère sur-détection. La morphologie complexe de l'endommagement incluant IGA et fissures d'IGSCC d'orientation longitudinale et d'orientation circonférentielle permet d'expliquer l'origine de cette "sur-détection". La présence d'une fissure longitudinale en extrémité de la fissure circonférentielle peut contribuer à élargir le secteur angulaire apparent de la fissuration circonférentielle.

Tronçon L24C49E1 : signal STT juste au-dessous du seuil de notation

L'indication observée avec le procédé STT pour le tronçon L24C49E1 a une amplitude maximum de 59 mV et une extension angulaire de 13°. Elle dépasse donc le critère de notation en ce qui concerne l'amplitude mais pas pour l'extension angulaire. L'expertise métallurgique permet de détecter un secteur de 15° affecté par une corrosion de type IGSCC d'orientation circonférentielle avec une profondeur supérieure à 40%. La caractérisation de la fissuration d'orientation circonférentielle avec le procédé STT/S10 est donc en accord avec les conclusions de l'analyse métallurgique.

Tronçon L23C40E1 : signal STT déclassé

Le signal STT obtenu pour le tronçon L23C40E1 a une amplitude maximale de 83 mV pour une extension angulaire de 101°. Les résultats de contrôle avec le procédé STT/S10 sont présentés sous forme de C-SCAN et de tours superposés dans la Figure 21. Le signal STT obtenu pour ce tronçon se caractérise principalement par la présence d'une tache bleue importante traduisant la déviation négative du signal. Dans le cas d'une fissure circumférentielle simple, le signal se décompose en une tache rouge et une tache bleue d'importance équivalente comme sur la Figure 18. L'alternance de la déviation négative (alternance bleue) puis positive (alternance rouge) du signal STT provient de la nature différentielle du capteur rappelée dans la Figure 21.

Pour EDF, ce signal ne présente pas d'alternance traduisant une orientation clairement circumférentielle de l'indication. EDF a retenu de déclasser¹⁰ toutes les indications de ce type pour le signal STT.

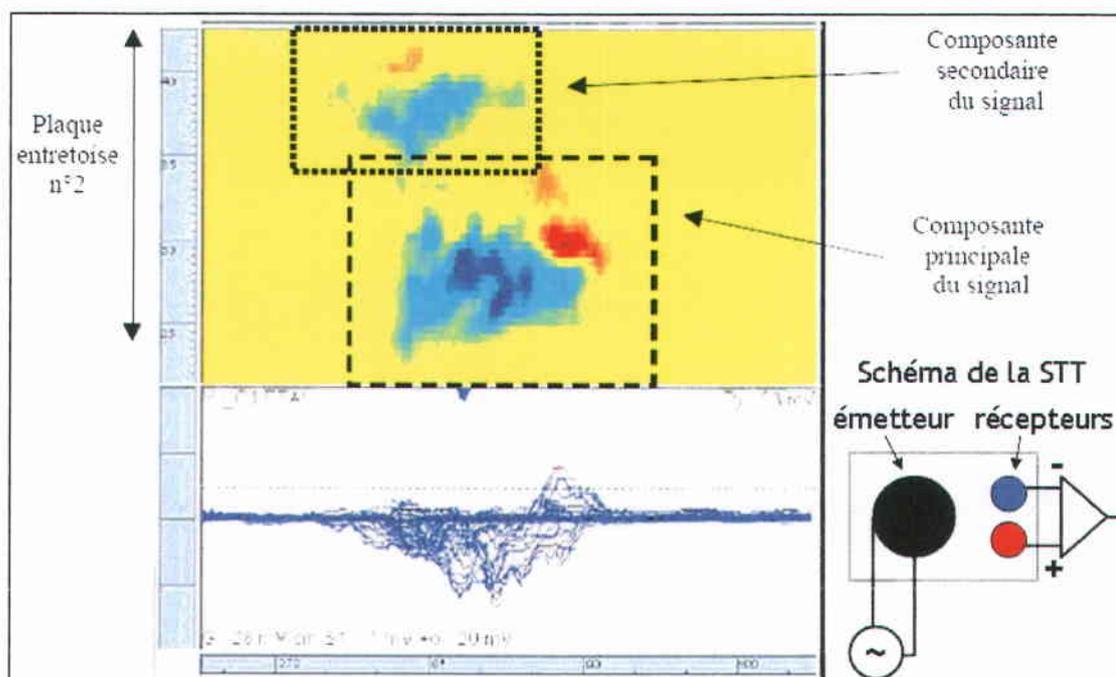


Figure 21 : Tronçon L23C40E1, procédé STT, voie YC1, vue C-SCAN (en haut) et tours superposés

Le signal STT obtenu pour ce tronçon est complexe et, afin d'apporter des informations complémentaires pour l'analyse, les résultats obtenus avec les autres procédés de contrôle sont présentés dans le paragraphe suivant.

Le procédé de contrôle S10 permet de détecter une tache de corrosion dont les dimensions au seuil S2 de 250 mV (correspondant selon EDF à une profondeur de corrosion d'environ 600 μm) sont de 15 mm selon l'axe du tube et de 103° dans le plan perpendiculaire. Cette tache de corrosion est représentée en bleu dans le C-SCAN présenté en Figure 22. L'indicateur de section dégradé SD pour ce tronçon est d'environ 18 mm^2 . Il est environ deux fois plus faible que le critère de 40 mm^2 retenu pour le bouchage des tubes (voir le paragraphe 2.5.4 pour la définition de ce critère de bouchage). L'indication circumférentielle STT étant déclassée et l'amplitude du signal SAX étant inférieure à 2 Volts, ce tronçon n'atteint pas les critères de bouchage proposés par EDF.

¹⁰ C'est-à-dire de ne pas considérer ce type d'indication comme notable et par conséquent de ne pas boucher les tubes pour ce type de signal STT.

Les résultats du contrôle avec le procédé Sonde-X sont présentés dans la Figure 23. La cartographie en haut à droite correspond au canal utilisé pour détecter des indications de corrosion volumique (SVI). Un endommagement important est visible. L'amplitude maximale est de 4,7 Volts et le secteur endommagé a une extension angulaire de 167° et une extension longitudinale de 21 mm. La cartographie en bas à droite correspond au canal utilisé pour détecter des indications de corrosion d'orientation circonférentielle (SCI). L'endommagement est moins marqué pour cet axe que pour le canal volumique, néanmoins une indication d'orientation circonférentielle est clairement visible. L'amplitude maximale est de 0,96 Volts et le secteur endommagé a une extension angulaire de 95° et une extension longitudinale de 0 mm (le défaut est classé par les équipes d'analyse du procédé Sonde-X comme un défaut plan de type fissure).

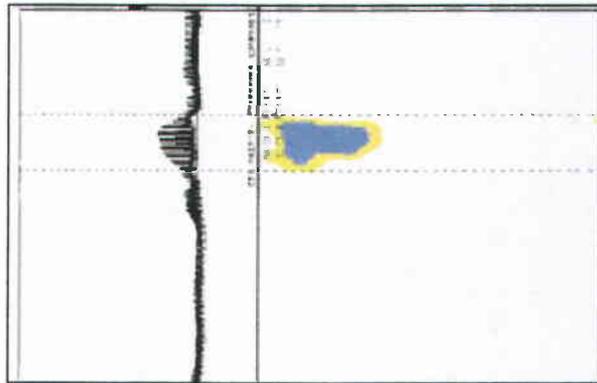


Figure 22 : Tronçon L23C40PE1, procédé S10, voie YC1, vue C-SCAN de la tache de corrosion

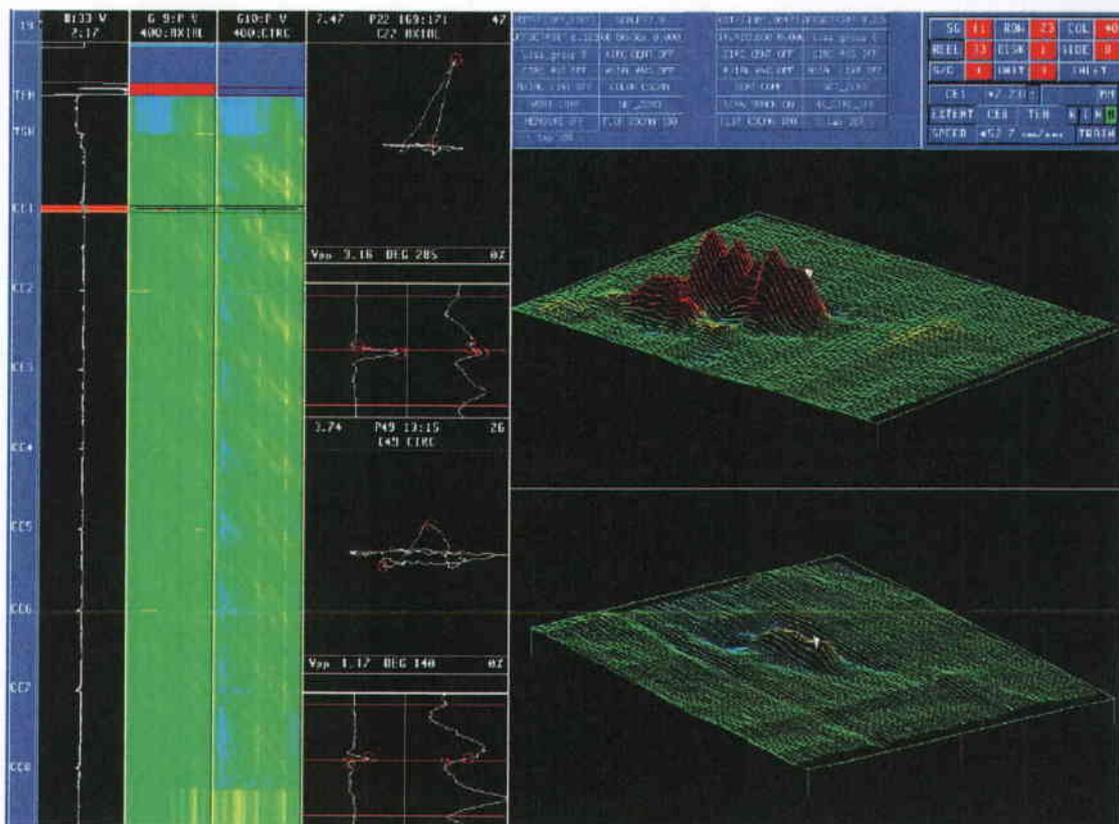


Figure 23 : Tronçon L23C40PE1, procédé Sonde-X, voie YC1, vue C-SCAN pour la recherche d'indication volumique SVI (en haut à droite) et pour la recherche d'indication circonférentielle SCI (en bas à droite)

Le profil d'endommagement déterminé par examen macro-fractographique au MEB du plan de rupture est présenté en Figure 24. Le secteur angulaire endommagé et continu le plus important correspond à une perte d'épaisseur de la paroi du tube de 800 μm sur environ 65°. La profondeur moyenne de l'endommagement par corrosion est de 785 μm sur un secteur d'environ 130°. L'endommagement comporte une corrosion de type IGA pouvant atteindre localement la profondeur maximale de 1240 μm et une corrosion par IGSCC avec des orientations multiples (circonférentielle, longitudinale et oblique). La fissuration de type IGSCC est amorcée de façon multiple et dans des plans différents. La rupture ne s'effectue donc pas dans un seul plan ainsi que l'illustre la Figure 25.

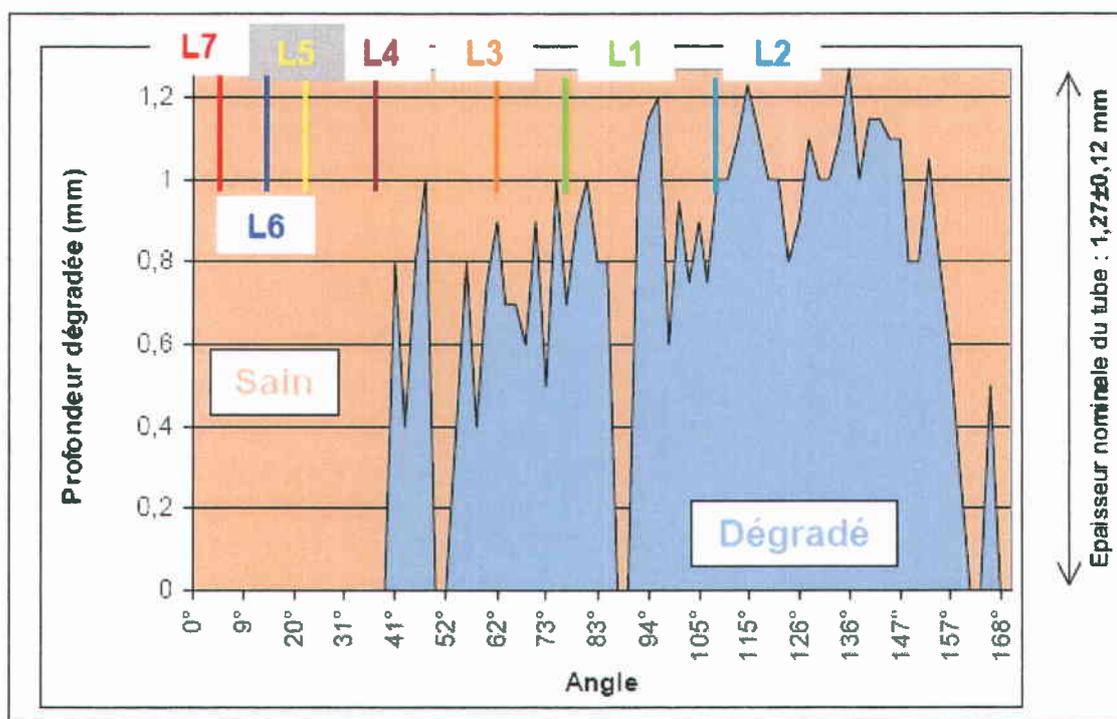


Figure 24 : Tronçon L23C40PE1, profil d'endommagement par analyse du plan de rupture



Figure 25 : Tronçon L23C40PE1, examen macrographique de la paroi externe après traction

L'analyse micrographique de la corrosion du tube selon la coupe longitudinale L2 traversant le secteur continu le plus dégradé est présentée en Figure 26. La profondeur d'endommagement atteint 1100 μm juste au-dessus du plan de rupture (image en bas à droite) et des fissures de type IGSCC d'orientation circumférentielle et d'une profondeur maximale de 640 μm sont clairement visibles au dessus du plan de rupture (image en haut au milieu). Pour EDF, l'endommagement à proximité du plan de rupture correspond à un endommagement de type IGA. Pour EDF, des indications circumférentielles multiples de type IGSCC affectent le tronçon L23C40PE1 selon différents plans sans toutefois excéder un secteur angulaire continu supérieur à 20°.

EDF conclut que le déclassement de l'indication STT en tant que fissuration d'orientation circumférentielle notable (fissure avec un secteur continu de plus de 40% de profondeur sur 50°) est justifié pour ce type de signal (mono-alternance du signal STT).

L'IRSN ne conteste pas ce déclassement.

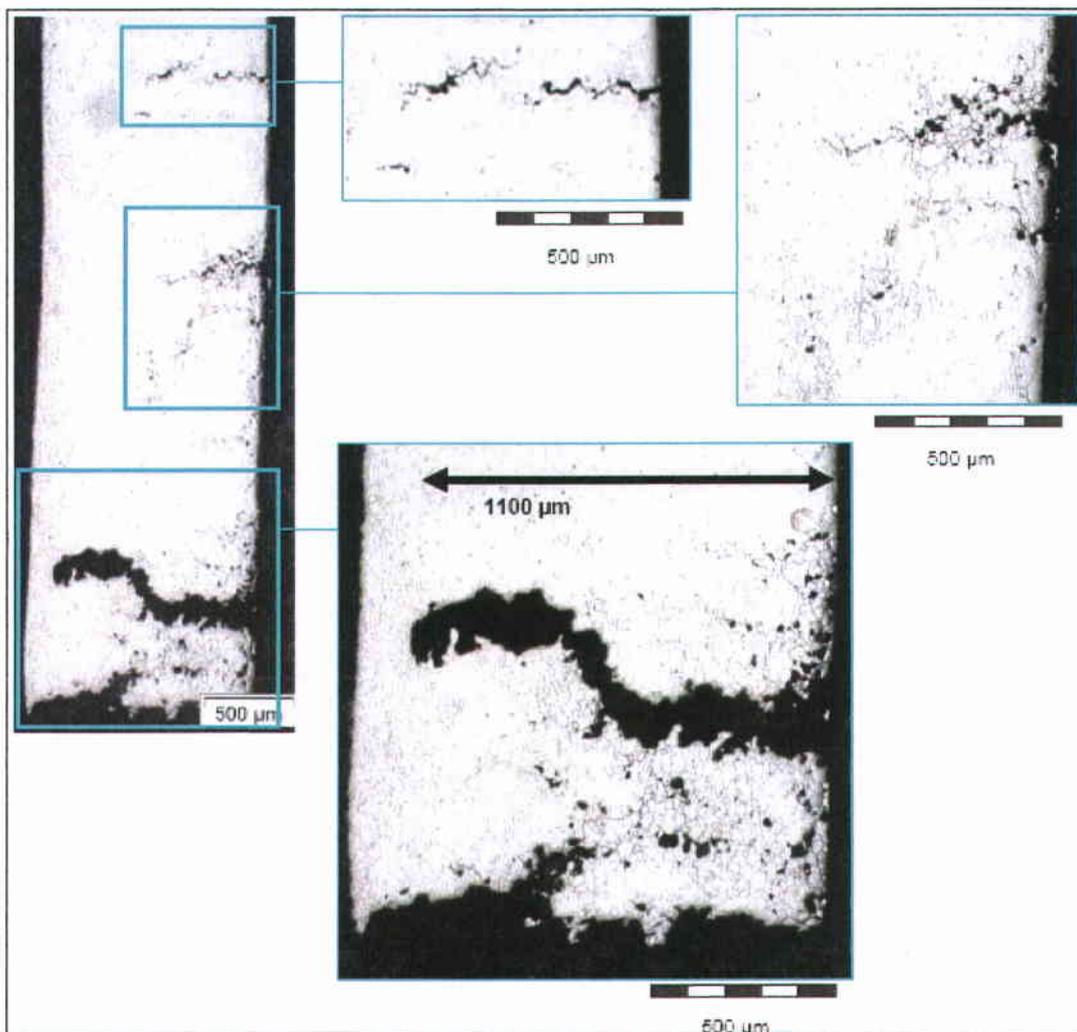


Figure 26 : Tronçon L23C40PE1, Examen micrographique selon la coupe L2

Tronçon L31C25E2 : signal STT déclassé

Le signal STT pour le tronçon L31C25E2 a une amplitude maximale de 80 mV et une extension angulaire de 53° au seuil de ± 20 mV. A ce titre, il répond au critère de classification d'une indication circonférentielle notable. Cependant, le signal STT présenté en Figure 27 est clairement de type mono-alternance comme pour le tronçon L23C40PE1. Il a de plus une orientation principale oblique qui ne correspond pas aux caractéristiques des défauts circonférentiels recherchés avec ce procédé de contrôle. Par ailleurs, le contrôle avec le procédé Sonde-X ne met en évidence aucune indication circonférentielle pour ce tronçon contrairement au cas du tronçon L23C40PE1. La morphologie de la tache de corrosion caractérisée par le procédé S10 (Figure 28) est bien en accord avec le bilan de l'expertise métallurgique. La profondeur moyenne de l'endommagement est évaluée à 700 µm sur un secteur affecté de 140°. Localement des fissures d'IGSCC d'orientation longitudinale peuvent être traversantes. Pour l'IRSN, le déclassement de ce signal STT notable est acceptable.

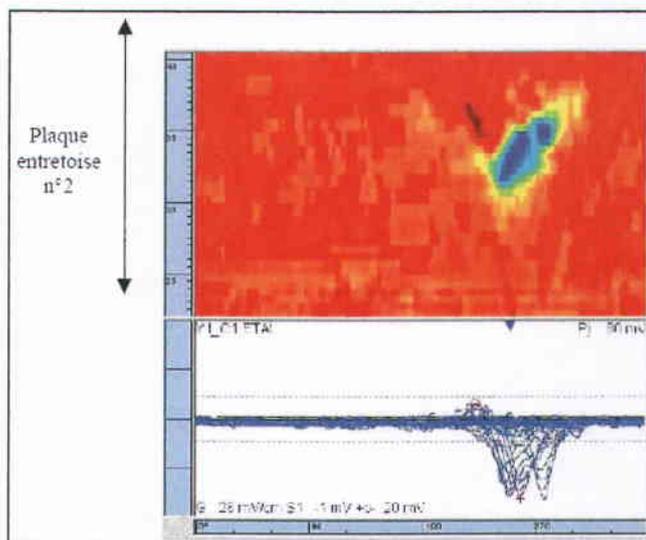


Figure 27 : Tronçon L31C25PE2, procédé STT, voie YC1, vue C-SCAN (en haut) et tours superposés

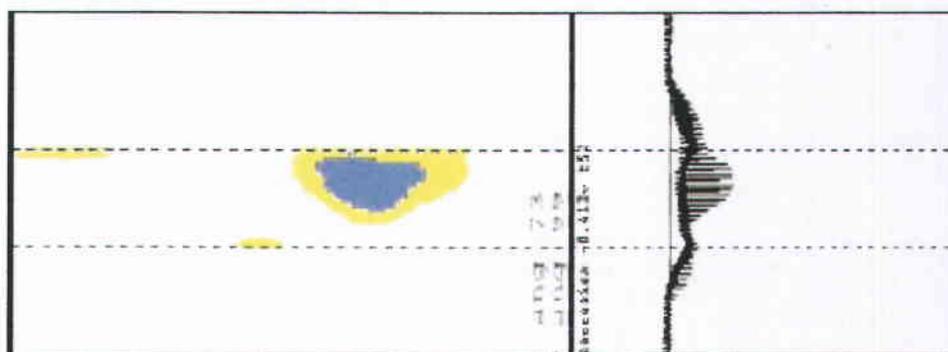


Figure 28 : Tronçon L31C25PE2, procédé S10, voie YC1, vue C-SCAN de la tache de corrosion

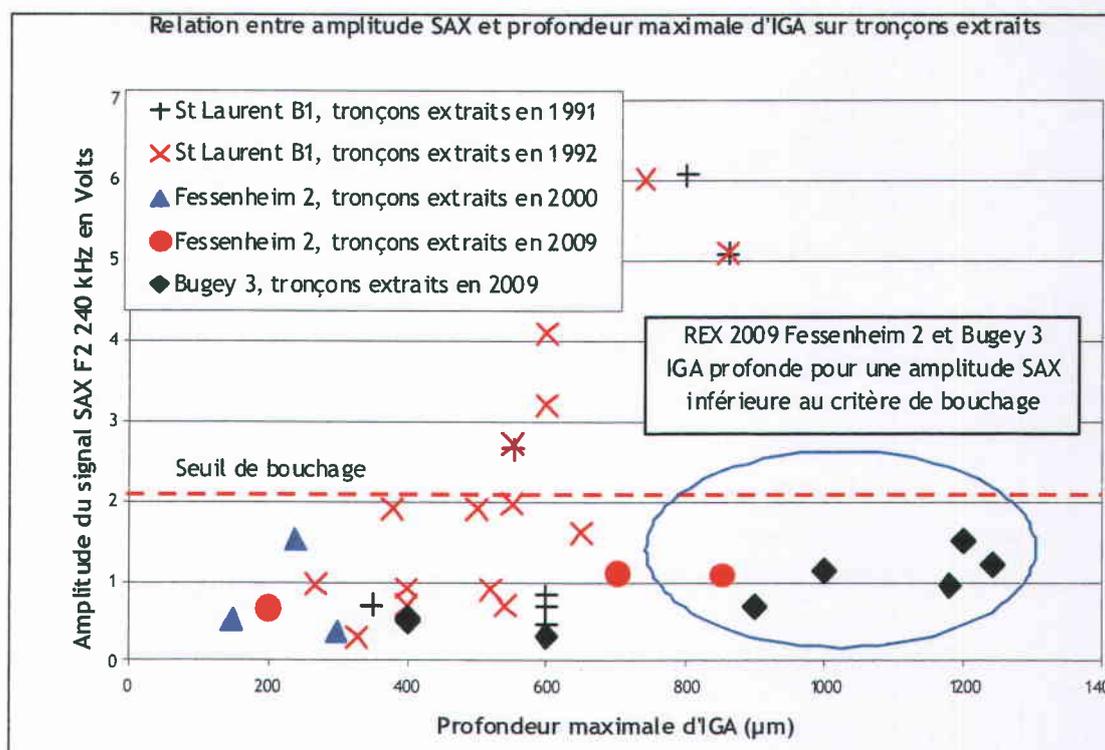


Figure 29 : Synthèse des relations entre amplitude SAX et profondeur d'IGA sur tubes extraits

2.6.5 ANALYSE DE L'IRSN

Doctrine de maintenance

Les expertises métallurgiques révèlent des dégradations profondes pour un signal SAX inférieur au seuil de bouchage. La relation entre la profondeur maximale d'IGA et l'amplitude du signal SAX est donnée en Figure 29. Les expertises réalisées dans les années 90 sur les tronçons de tubes extraits de Saint-Laurent B1 permettaient de vérifier que, pour une amplitude inférieure au seuil de bouchage (2 Volts), la profondeur maximale de corrosion par IGA était limitée à environ 600 µm. Ces expertises ont été utilisées en partie pour définir la doctrine de maintenance concernant la corrosion en milieu secondaire au droit des plaques entretoises. L'expertise de quelques tubes extraits des GV de la boucle 1 de Bugey 3 et de la boucle 3 de Fessenheim 2 montre que pour des tubes pouvant être laissés en service selon les critères du PBMP, la profondeur d'IGA peut être bien plus élevée que celle observée précédemment et retenue dans la doctrine de maintenance pour se prémunir de l'amorçage de fissures d'orientation circonférentielle. De plus, l'analyse mécanique du constructeur qui prévoyait à partir de ses connaissances sur les contraintes résiduelles de fabrication et sur les contraintes de service la prédominance de fissures d'orientation longitudinale n'a pas permis d'anticiper les dégradations observées sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Pour l'IRSN, cette situation confirme les limites de la prédiction de l'endommagement des tubes de GV, rappelle les limites des performances des moyens de contrôle en particulier du procédé SAX et démontre la nécessité de procéder périodiquement à des expertises afin de s'assurer du respect des hypothèses de la doctrine de maintenance.

En conséquence, l'IRSN recommande de nouveau qu'EDF vérifie périodiquement les hypothèses de sa doctrine de maintenance pour le faisceau tubulaire des GV en procédant à des expertises complémentaires aux contrôles prévus par le PBMP. Ces expertises peuvent se composer d'examens non destructifs (sonde tournante courants de Foucault, sonde courants de Foucault multiéléments, contrôle ultrasonore, examen télévisuel ...) et d'expertise de tronçons de tube extraits.

Endommagement des tubes au droit des plaques entretoises

Ainsi que le constate EDF pour chaque tronçon de tube expertisé, l'IRSN observe que l'endommagement des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 au droit des plaques entretoises se caractérise par :

- un endommagement profond par IGA,
- une corrosion multi-amorcée en milieu secondaire :
 - dans différents plans contenus sous la plaque entretoise,
 - avec différentes orientations (principalement longitudinales et circonférentielles),
- une corrosion pouvant localement être traversante.

Pour l'IRSN, ce type d'endommagement est spécifique à la zone fortement confinée située entre les tubes et le passage percé des plaques en acier non allié. A ce titre, les analogies avec d'autres parties du faisceau tubulaire et notamment la zone de pied de tube doivent être utilisées avec beaucoup de précaution notamment en termes de cinétique du phénomène de corrosion. Les GV équipés de plaques percées en acier non allié devraient être tous remplacés¹¹ à l'échéance de fin 2011 compte tenu du remplacement des GV de Fessenheim 2 récemment reprogrammé en VD3 [49].

A cette date, les autres GV du parc seront tous¹¹ équipés de plaques entretoises multi-foliées moins sensibles en configuration nominale à un confinement du fluide secondaire au droit des plaques. Néanmoins, le phénomène de colmatage des passages foliés pourrait conduire à favoriser l'amorçage de la corrosion en milieu secondaire.

L'IRSN recommande qu'EDF s'interroge sur l'adéquation du PBMP à la caractérisation de la corrosion sous plaque entretoise multi-foliée avec une priorité particulière pour les tubes en alliage 600 MA et propose en conséquence une révision de son référentiel de maintenance.

Performances du procédé STT

La comparaison des expertises métallurgiques avec les résultats du procédé STT montre parfois des conservatismes. Par exemple pour le tronçon L28C47PE1, la corrosion circumférentielle évaluée par expertise est moins étendue que l'évaluation qui en est donnée par le procédé STT. Le déclassement de certaines indications est par contre plus complexe et l'IRSN s'interroge sur le caractère conservatif de ces déclassements. Pour le tronçon L23C40PE1, les résultats de l'expertise métallurgique révèlent une corrosion d'orientation circumférentielle et un endommagement important du tube. De plus, le procédé Sonde-X identifie clairement une indication circumférentielle pour ce tronçon (signal SCI d'environ 1 Volt). Cependant, l'expertise indique que la fissuration d'orientation circumférentielle n'est pas continue sur un secteur angulaire supérieur ou égal à 50°. Le critère de notation n'est donc pas atteint pour ce tronçon et l'IRSN ne conteste pas le déclassement de cette indication.

Le procédé STT a été développé pour la détection et la caractérisation de défauts d'orientation circumférentielle situés en pied de tube dans la zone de transition entre la plaque à tubes et la partie courante du faisceau tubulaire. Dans cette zone, l'endommagement est essentiellement de type fissuration d'orientation longitudinale et circumférentielle. La corrosion par IGA, si elle est présente, reste à ce jour très limitée en pied de tube. La fissuration d'orientation circumférentielle est généralement très localisée au voisinage de l'interstice entre le tube et la plaque à tubes. L'un des enseignements forts des expertises réalisées sur les tubes extraits du GV de la boucle 1 de Bugey 3 est le caractère multi-amorcé et non coplanaire de la fissuration en milieu secondaire associé à une corrosion par IGA profonde. Pour l'IRSN, cet endommagement est complexe et pose des difficultés techniques importantes pour les contrôles non destructifs qui atteignent les limites de leurs possibilités. Ainsi, le mode de fonctionnement différentiel du procédé STT qui possède des atouts pour le contrôle en pied de tube (minimisation de la perturbation provenant des fissures d'orientation longitudinale et bonne sensibilité à un défaut circumférentiel plan et continu) peut devenir un handicap dans une zone fortement endommagée sous une plaque

¹¹ A l'exception de quelques passages percés en plaque entretoise supérieure (PE8) pour des GV de type 51Bi et 51B.

entretoise. En effet, les multiples endommagements situés dans des plans différents peuvent se compenser et s'équilibrer de par la nature différentielle de la réponse du capteur STT. Pour cet aspect, la réponse de type absolue du procédé Sonde-X pour le canal circonférentiel (SCI) est, pour l'IRSN, mieux adaptée.

L'IRSN recommande alors qu'EDF étudie l'opportunité d'ajouter une mesure en mode absolu au procédé STT afin d'améliorer la détection d'une corrosion d'orientation circonférentielle multi-amorcée et non coplanaire.

L'IRSN ne conteste pas le déclassement par EDF de certaines indications notables relevées par le procédé STT au droit des plaques entretoises du GV de la boucle 1 de Bugey 3 mais recommande que les procédures de déclassement des indications et notamment celle appliquée régulièrement pour le procédé STT en pied de tube en présence d'un réseau de fissures longitudinales soient intégrées dans le périmètre de qualification de ce procédé.

Complétude du programme d'expertise

L'IRSN reconnaît qu'EDF a réalisé un important programme de contrôle et d'expertise du GV de la boucle 1 de Bugey 3. Le contrôle à 100% des zones sous plaques entretoises¹² par une sonde multiéléments a permis de définir le programme d'expertise par sonde tournante (procédé S10/STT). L'analyse du contrôle par le procédé Sonde-X par deux équipes d'analyse indépendantes avec la notation de toutes les indications dépassant le bruit de fond (soit plus de dix mille indications) est conforme aux recommandations EPRI et pour l'IRSN correspond bien à une démarche exhaustive et conservatrice. EDF s'est appuyé sur des procédés de contrôles dont il a une bonne connaissance (procédés S10 et STT) pour définir des critères de bouchage complémentaires à ceux du PBMP et qui sont cohérents avec les objectifs de sa doctrine de maintenance (bouchage des tubes dont la profondeur moyenne d'endommagement par IGA est supérieure à 45% et bouchage des tubes affectés par une fissuration notable d'orientation circonférentielle).

La pertinence de l'adaptation de ces procédés de contrôle à l'état d'endommagement des tubes des GV de Bugey 3 a été vérifiée en réalisant l'expertise de 7 tronçons de tubes extraits auxquels se rajoute l'expertise du tronçon L12C32E1 rompu. L'IRSN a fait part de ses réserves sur les performances du procédé STT/S10 pour une fissuration multi-amorcée et non coplanaire et considère que le procédé Sonde-X devrait être utilisé en complément pour justifier le déclassement des indications. L'IRSN observe que le faisceau tubulaire des GV de la boucle 2 et de la boucle 3 est moins endommagé que celui de la boucle 1 et qu'une pollution du GV de la boucle 1 par du plomb pourrait expliquer cette différence.

L'IRSN considère que les expertises sur tubes extraits ont apporté des informations indispensables pour qu'EDF puisse se prononcer sur l'état du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 et sur la remise en exploitation de la tranche jusqu'au RGV prévu en septembre 2010.

En conclusion, l'IRSN considère que le programme de contrôle et d'expertise réalisé lors de l'arrêt 2009-2010 de Bugey 3 permet à EDF :

¹² A l'exception des zones sous plaque entretoise supérieure de tubes de rang 1 et 2 (petits cintres).

- d'avoir une bonne connaissance de l'état du faisceau tubulaire des GV et notamment de l'endommagement au droit des plaques entretoises,
- de mieux connaître les performances des procédés de contrôle,
- de pouvoir définir un critère de bouchage et de se prononcer quant à l'aptitude des GV pour le prochain cycle de fonctionnement.

Ces travaux permettent également à EDF d'approfondir sa réflexion sur la nécessaire révision de son référentiel de maintenance pour le faisceau tubulaire des GV et sur les actions d'expertise à mettre en œuvre lors des prochains arrêts des tranches équipées de GV sensibles aux différents mécanismes d'endommagement par corrosion en milieu secondaire au droit des plaques entretoises.

3 MECANISMES DE DEGRADATIONS ACTIFS

Ce chapitre a pour objectif de résumer les connaissances acquises des dégradations par corrosion en milieu secondaire des tubes de générateur de vapeur en alliage 600 MA, au niveau des plaques entretoises percées. Les dénominations anglaises des dégradations sont utilisées. Ces dégradations sont l'InterGranular Attack (*IGA*) et l'InterGranular Stress Corrosion Cracking (*IGSCC*). La majorité des éléments détaillés ci-après est issue de l'ouvrage collectif réalisé par EDF, Framatome et le CEA en 1996, relatif à la corrosion côté secondaire des tubes de générateurs de vapeur [56]. La Figure 30 présente schématiquement les aspects de l'IGA et de la corrosion sous contrainte qui dans la majorité des cas est intergranulaire pour l'alliage 600 MA (IGSCC) alors que dans des circonstances inhabituelles un faciès transgranulaire (TGSCC) peut être observé, en particulier en présence d'une pollution par du plomb. A la connaissance de l'IRSN, aucune dégradation de type pitting (piqûre) (Cf. Figure 30) n'a jamais été observée au niveau des plaques entretoises [57]. Le pitting a été observé au début des années 80 notamment sur les tranches d'Indian Point 3 et de Millstone 2 aux USA [57]. Le pitting était localisé au-dessus de la plaque à tube, sans être nécessairement dans la zone des boues. Ce paragraphe a également pour objectif d'analyser les éléments permettant de définir les cinétiques de corrosion par IGA et IGSCC. La connaissance de ces cinétiques est nécessaire pour juger de l'aptitude au service des faisceaux de tube de générateur de vapeur pour le cycle à venir.

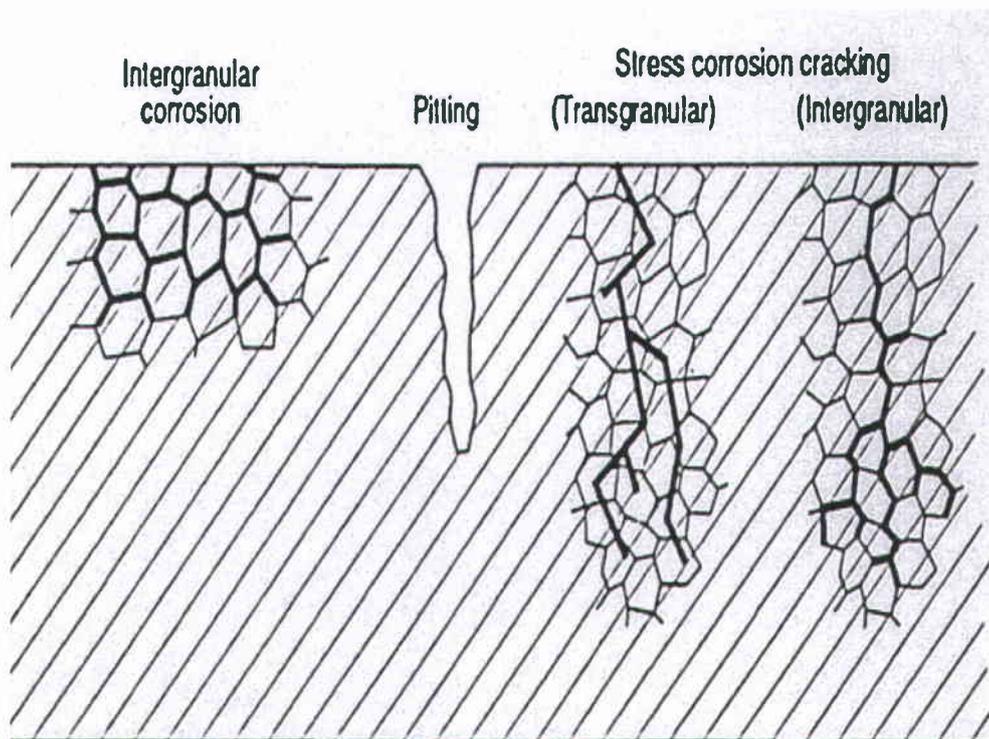


Figure 30 : Représentation schématique des aspects de l'IGA et de la corrosion sous contrainte qui dans la majorité des cas est Intergranulaire pour l'alliage 600 MA (IGSCC) alors que dans des circonstances inhabituelles un faciès transgranulaire (TGSCC) peut être observé. Représentation schématique d'une dégradation par piqûre (pitting)

3.1 DEFINITIONS ET CARACTERISATION DE L'IGA ET DE L'IGSCC

InterGranular Attack (IGA) [56]

Le phénomène de corrosion par IGA conduit à observer une dissolution des joints de grains conduisant à une décohésion généralisée des grains de l'alliage. L'IGA progresse généralement en profondeur de manière relativement uniforme et revêt ainsi un caractère de corrosion volumique. L'IGA peut apparaître en taches isolées ou sous la forme de réseaux étendus pouvant affecter toute la surface du tube située au droit d'une plaque entretoise. Parfois, l'IGA ne concerne qu'un ou deux grains en surface des tubes ; il s'agit alors d'IGA dite superficielle.

Pour être classée en IGA, la dégradation de corrosion doit avoir une extension en surface supérieure à sa profondeur, et pouvoir se propager indépendamment des contraintes. Ainsi, de l'IGA peut apparaître sur des matériaux dont les contraintes de surface sont en compression.

InterGranular Stress Corrosion Cracking (IGSCC) [56]

L'IGSCC est avant tout de la corrosion sous contrainte. L'IGSCC se manifeste sous la forme d'une décohésion intergranulaire de parcours généralement rectiligne, perpendiculaire à la surface externe du tube ; la corrosion ne présente dans ce cas aucun caractère volumique : il s'agit d'une fissuration. Au niveau des plaques entretoises, cette fissuration est généralement orientée dans un plan radial-axial au tube de GV. La fissuration est dite longitudinale.

La Figure 31, issue du retour d'expérience [58], résume ce qui est généralement observé sur les tubes extraits présentant de l'IGA et de l'IGSCC : l'IGA atteint localement un maximum de 75 % de profondeur et un réseau de nombreuses fissures longitudinales courtes de corrosion sous contrainte (IGSCC) s'étend sur une hauteur généralement inférieure à la hauteur de la plaque entretoise ; la hauteur ici affectée est de l'ordre de 13 mm (500 mils) pour une hauteur de plaque de 19 mm. Les dégradations profondes par corrosion ne s'étendent généralement pas sur plus du tiers de la circonférence sous la plaque entretoise [59].

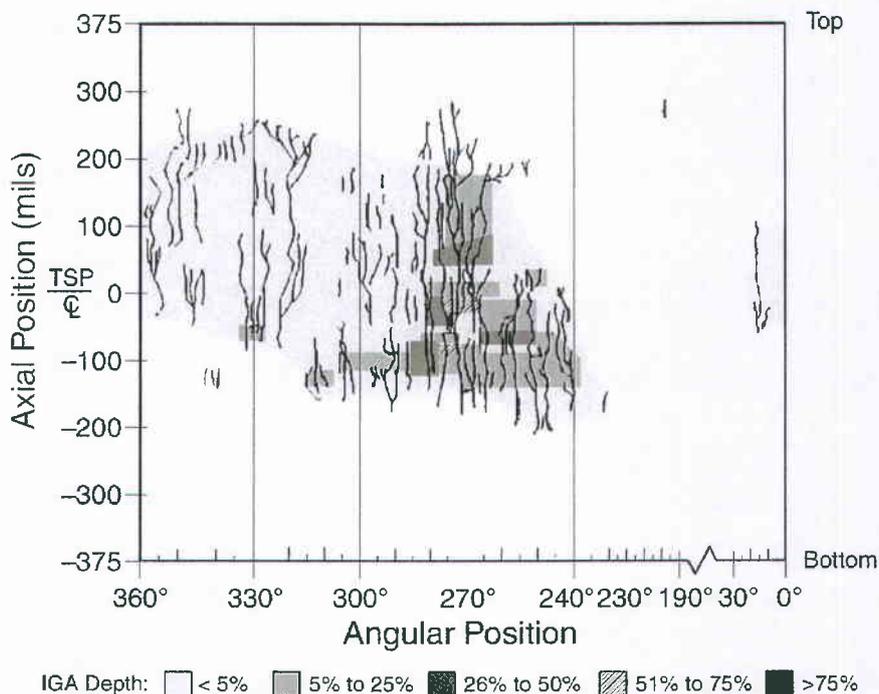


FIGURE SCC and IGC observed in the Catawba-1C steam generator at the third tube support in an Alloy 600 tube. Distance from center line vs angular position from an arbitrary reference point. From Eaker. Courtesy of R. Eaker of Duke Power, Charlotte, North Carolina. Private communication.

Figure 31 : Représentation schématique des dégradations d'IGA et d'IGSCC observées sur un tube extrait de la centrale de Catawba 1

3.2 PHENOMENOLOGIE

3.2.1 GENERALITES

EDF indique que "la corrosion en milieu secondaire de l'alliage 600 est un mode de dégradation des tubes de générateur de vapeur qui se produit en milieu confiné, là où les phénomènes d'ébullition peuvent concentrer les polluants contenus à l'état de traces dans le fluide secondaire. De tels milieux peuvent se former, sous dépôt ou en crevasse, dans les zones situées au droit des plaques entretoises et en pied de tube" [NDLR notamment dans la zone des boues] [56]. En zone confinée, le pH local calculé peut être notablement différent du pH du fluide conditionné. Ainsi, EDF a calculé que, sur certaines tranches, le $\text{pH}_{300^\circ\text{C}}$ pouvait atteindre la valeur de 10 pour un fluide conditionné à un $\text{pH}_{300^\circ\text{C}}$ de 6 [60].

EDF indique que l'IGA a pu être reproduite en laboratoire en milieu caustique [56]. Ce type de milieu est par ailleurs le seul qui ait été utilisé suffisamment pour en tirer des conclusions. Toutefois, EDF précise que les milieux généralement utilisés en laboratoire pourraient être plus sévères que ceux rencontrés sur site. Pour arriver à cette conclusion, EDF se base sur des analyses effectuées sur des tubes extraits qui tendent à montrer que les milieux au niveau des plaques entretoises seraient plutôt neutres à moyennement caustiques. En milieu caustique, EDF retient que l'IGA se propage beaucoup plus lentement que l'IGSCC et que sa vitesse augmente avec la température. EDF retient que la vitesse de propagation de l'IGA peut être 10 fois plus faible que celle de l'IGSCC. La cinétique de propagation de l'IGA s'accommode d'une loi de type puissance ($v = k.t^n$, avec $n \approx 0,6$) ou parabolique ($v = k. \sqrt{t}$).

L'IGA contrairement à l'IGSCC se produit dans une zone de potentiel électrochimique où aucun film d'oxyde protecteur n'existe. Ces conditions électrochimiques ne sont obtenues que dans une gamme étroite de potentiel. Toutefois, EDF considère que l'IGA et l'IGSCC pourrait intervenir de manière concomitante, dans les interstices au droit des plaques entretoises, dans une gamme étroite de pH basique [56].

3.2.2 FORMATION D'IGA PROFONDE

La position d'EDF est la suivante [10] : *"la description phénoménologique des dégradations rencontrées au niveau des plaques entretoises s'appuie sur les tubes extraits du GV 3 de Fessenheim 2 en 2009 ainsi que sur la connaissance des dégradations observées antérieurement sur un grand nombre de tubes (extraction de plus de 40 tubes à Saint-Laurent B1 et B2, Bugey 4 et 5, Gravelines 1, 3 et 4, Dampierre 3 et 4 et Fessenheim 1 et 2). Ces observations ont également été complétées par les nombreuses études de R&D tant en France qu'à l'étranger."*

A partir de l'ensemble de ces éléments, EDF conclut que *"la dégradation affectant les tubes GV en paroi externe au droit des plaques entretoises est une combinaison de corrosion intergranulaire généralisée (IGA) et de fissures de corrosion sous contrainte (IGSCC).*

Dans le cas général, le mécanisme de la dégradation secondaire au niveau des plaques entretoises est décrit comme suit :

- *l'IGA se développe en paroi externe des tubes sous l'action d'un milieu agressif et confiné. Dans un premier temps, cette IGA, dite volumique, reste limitée à une profondeur de l'ordre de 150 μ m - 200 μ m (cas général à Saint-Laurent et Fessenheim) et est contenue axialement au droit des plaques entretoises;*
- *parallèlement et sous l'effet des contraintes, un phénomène d'IGSCC d'orientation longitudinale s'amorce, se propage et peut conduire à un défaut traversant (cas fréquents à Saint-Laurent et peu fréquent à Fessenheim);*
- *la majeure partie de ces fissures peut canaliser et concentrer le milieu qui conduit à entretenir un phénomène d'IGA le long des lèvres de fissuration, appelé « IGA en doigt de gants » (cas rencontrés aussi bien à Saint-Laurent qu'à Fessenheim);*
- *lorsque les fissures longitudinales sont courtes et rapprochées, un phénomène de « pontage » entre fissures peut se développer (cas rencontré aussi bien à Saint-Laurent qu'à Fessenheim);*
- *à partir d'un tel réseau, l'IGA peut ensuite continuer à se propager en profondeur et atteindre de manière volumique les extrémités des fissures longitudinales. La formation de l'IGA profonde résulte*

alors de la coalescence d'IGA formée à partir de fissures longitudinales rapprochées avec quelques pontages circonférentiels de très faible étendue angulaire.

A l'étranger, des expertises sur des tubes extraits ont conduit aux mêmes types de conclusions, y compris pour des dégradations affectant au moins la moitié de l'épaisseur du tube ou traversantes."

D'un point de vue phénoménologique, EDF considère comme acquis que *"l'IGA seule ne peut pas se propager en profondeur. A la suite des premiers stades qui correspondent à l'établissement du front continu d'IGA et au début de propagation de la fissuration d'orientation longitudinale, l'IGA ne peut se propager qu'à partir des fissures de corrosion sous contrainte (isolées ou en réseau)."*

L'IRSN considère que la description proposée par EDF du mécanisme de formation de l'IGA profonde est plausible.

3.2.3 FISSURATION PAR IGSCC LONGITUDINALE

La fissuration longitudinale par IGSCC au niveau des plaques entretoises est un phénomène bien cerné aujourd'hui (Cf. Figure 31) qui ne mérite pas de développement complémentaire à celui relatif aux cinétiques détaillées ci-après.

3.2.4 FISSURATION PAR IGSCC CIRCONFÉRENTIELLE

Position d'EDF

Les fissures d'IGSCC d'orientation circonférentielle ont été vues pour la première fois récemment dans le cas des tubes extraits du GV de la boucle 1 de Bugey 3. Le caractère profond de la fissure (traversant ou quasi-traversant l'épaisseur du tube) n'est observé que sur de faibles extensions angulaires. Elles peuvent être positionnées dans la partie centrale entre les deux bords de plaque ou à proximité d'un des deux bords de plaque, sans toutefois sortir de la plaque [10].

EDF rappelle les résultats d'analyse des contraintes sur les tubes de générateur de vapeur qui avaient été effectués dans le cadre de l'analyse du risque d'amorçage d'IGSCC circonférentielle au niveau des plaques entretoises, pour la tranche B1 de Saint-Laurent, en 1991. Le générateur de vapeur de la boucle 2 de Saint-Laurent B1 était fortement dégradé par de l'IGA généralement peu profonde et des fissures d'IGSCC longitudinales traversantes. Les résultats de ces calculs indiquent que, jusqu'à une profondeur uniforme d'IGA de 600 μm , les contraintes circonférentielles restent prédominantes, ce qui privilégie la fissuration d'orientation longitudinale. Néanmoins, dans le cas d'un désalignement des plaques entretoises par rapport aux tubes de +/- 0,5 mm, une profondeur de 600 μm d'IGA sur toute la circonférence du tube peut permettre d'atteindre un niveau de contrainte tel que la contrainte longitudinale devient prédominante. Dans ce cas, l'IGSCC pourrait devenir circonférentielle.

EDF conclut que [10] : *"la particularité de l'endommagement du GV 1 de Bugey 3 peut se résumer en disant qu'outre les endommagements de corrosion intergranulaire généralisée (IGA) et de fissuration de corrosion sous contrainte (IGSCC) d'orientation longitudinale observée généralement, on constate de la fissuration d'orientation*

macroscopiquement circonférentielle amorcée en peau externe. Cette fissuration est néanmoins beaucoup moins "franche" que celle observée en pied de tube (rarement coplanaire, traversant des zones d'IGA et le plus souvent bornée par la présence de fissures longitudinales isolées ou en réseau)."

Lors de l'instruction technique [24], EDF a précisé que, dans le cas particulier du GV 1 de Bugey 3, les différentes hypothèses pouvant expliquer la mise en évidence de fissures circonférentielles sont les suivantes :

- *"si d'une manière générale, la composante longitudinale de la contrainte est supérieure à la composante circonférentielle, compte-tenu d'incertitudes importantes, EDF ne peut pas exclure que localement cette situation soit inversée, notamment en raison des contraintes résiduelles de fabrication du tube,*
- *avec une durée d'amorçage plus longue que pour les fissures d'orientation longitudinale, des fissures d'orientation circonférentielle peuvent apparaître dans la mesure où le bilan des contraintes montre que la contrainte longitudinale pourrait être au dessus des contraintes seuils d'amorçage de la corrosion sous contrainte (IGSCC),*
- *la pollution avec du plomb, telle qu'elle a été mise en évidence sur le GV 1 de Bugey 3, influe principalement sur l'amorçage des fissures en abaissant notamment la contrainte seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte (IGSCC). Cet effet, même s'il s'applique pour les deux orientations des fissures, permet de réduire les durées d'incubation et ainsi de rendre plus probable l'apparition de fissures d'orientation circonférentielle."*

EDF indique aussi que [23] : *"le traitement de notre dossier concernant le redémarrage de Bugey 3 ne repose pas sur la compréhension exhaustive de l'apparition des fissures [circonférentielles] mais sur le contrôle effectif de l'état d'endommagement des faisceaux tubulaires et sur la garantie de l'obturation des tubes qui présenteraient des défauts de caractéristiques au moins égales à celles des défauts admissibles".*

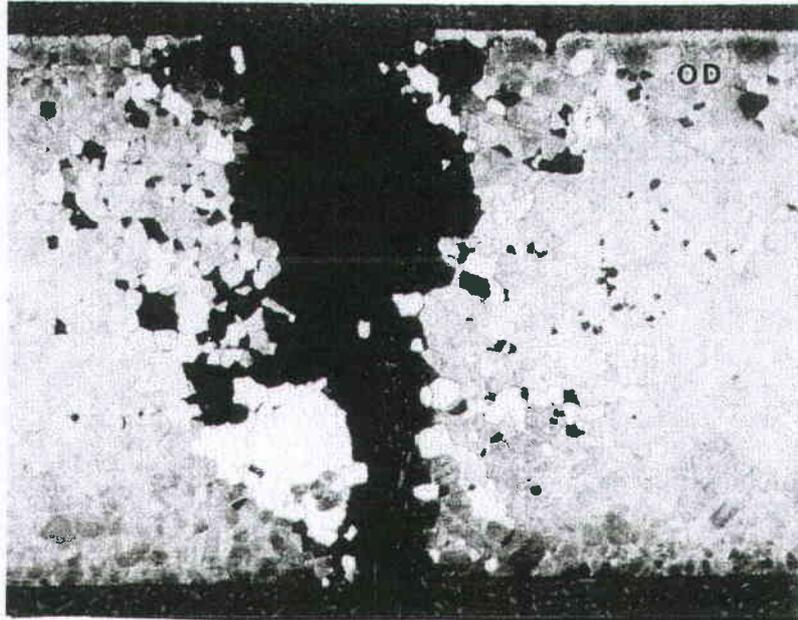
Analyse de l'IRSN

L'IRSN note qu'EDF ne se prononce pas sur l'origine des fissures circonférentielles d'IGSCC observées sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Avant de détailler l'ensemble des points relatifs aux aspects mécaniques, l'IRSN présente son analyse du retour d'expérience international. L'annexe 2 présente une synthèse des données, si possible quantifiées, relatives à la fissuration circonférentielle des tubes de générateurs de vapeur. A l'exclusion des zones de transition de dudgeonnage [61], peu de cas de fissuration circonférentielle d'IGSCC amorcée en peau externe des tubes ont été observés et décrits.

Retour d'expérience internationale

Au début des années 80 (1981 et 1982), des fuites primaires - secondaires ont été observées sur les GV de la tranche d'ANO-1 (USA) [62]. Cette tranche est équipée de GV de type Once Through Steam Generator (OTSG). Une fissure circonférentielle traversante d'IGSCC, amorcée en peau externe, dans une zone d'IGA profonde a été observée en partie courante d'un tube extrait (B73-8) (Cf. Figure 32). L'exploitant d'ANO-1 avait conclu que cette dégradation était due aux faits que le tube en alliage 600 était sensibilisé (déchromisation des joints de grains) et que le milieu était acide, avec la présence d'espèces soufrées.



THROUGH-WALL CIRCUMFERENTIAL CRACK

(75 X*)

Figure 32 : Micrographie d'une coupe axiale d'un tube de GV (B73-8)
issu de la tranche d'ANO-1 (USA) [20]

EDF rapporte l'existence d'un seul cas de fissuration circumférentielle par IGSCC au niveau d'une plaque entretoise d'un GV Westinghouse aux USA (nom de la tranche non connu de l'IRSN)[56]. L'origine de cette fissuration circumférentielle est attribuée au phénomène de denting qui est consécutif à de la corrosion importante de l'acier non allié de la plaque entraînant une striction du tube due à l'accumulation des produits de corrosion entre le tube et la plaque entretoise. L'apparition du denting aux USA était liée à une très mauvaise maîtrise de la chimie du milieu secondaire. Les observations de fissuration transversale obtenue à l'issue des extractions des tubes de GV en France, antérieures à celles réalisées sur les tubes des GV de Bugey 3, ont été interprétées par EDF comme étant une résultante de l'extraction de tubes affectés par de l'IGA [56].

EDF a complété ce panorama du retour d'expérience en précisant que [24] : *"le Rex international montre que plus d'une dizaine de tranches sont affectées par ce type de fissuration circumférentielle systématiquement associée à du denting (confirmation demandée à l'EPRI en juillet 2009), phénomène jamais observé à ce jour sur les tranches EDF"*. En conséquence, EDF conclut son analyse du retour d'expérience ainsi : *"le GV1 [de Bugey 3] se distingue des deux autres GV par un taux d'affectation [par des dégradations de corrosion] supérieur et par une fissuration circumférentielle non combinée à un phénomène de denting. Ce dernier point n'est pas un élément connu par EDF dans le Rex international"*.

Dans un avis précédent [12], l'IRSN avait conclu que :

- la présence d'IGA profonde sur un secteur limité pourrait être un paramètre aggravant vis-à-vis du risque de fissuration circonférentielle observée. Cependant compte tenu des faibles niveaux de contrainte calculés, ceux-ci ne permettent pas d'expliquer à eux seuls la fissuration observée ;
- les autres paramètres aggravants sont :
 - l'existence éventuelle de denting ;
 - l'existence de contraintes résiduelles de traction d'orientation longitudinale (σ_{zz}), par exemple liées à la fabrication (dressage des tubes...);
 - la présence de polluants qui abaisserait le seuil de la corrosion sous contrainte [56].

Pour ce qui concerne les chargements mécaniques ayant conduit à la fissuration circonférentielle, l'IRSN n'exclut aucune des configurations suivantes prises isolément ou se cumulant :

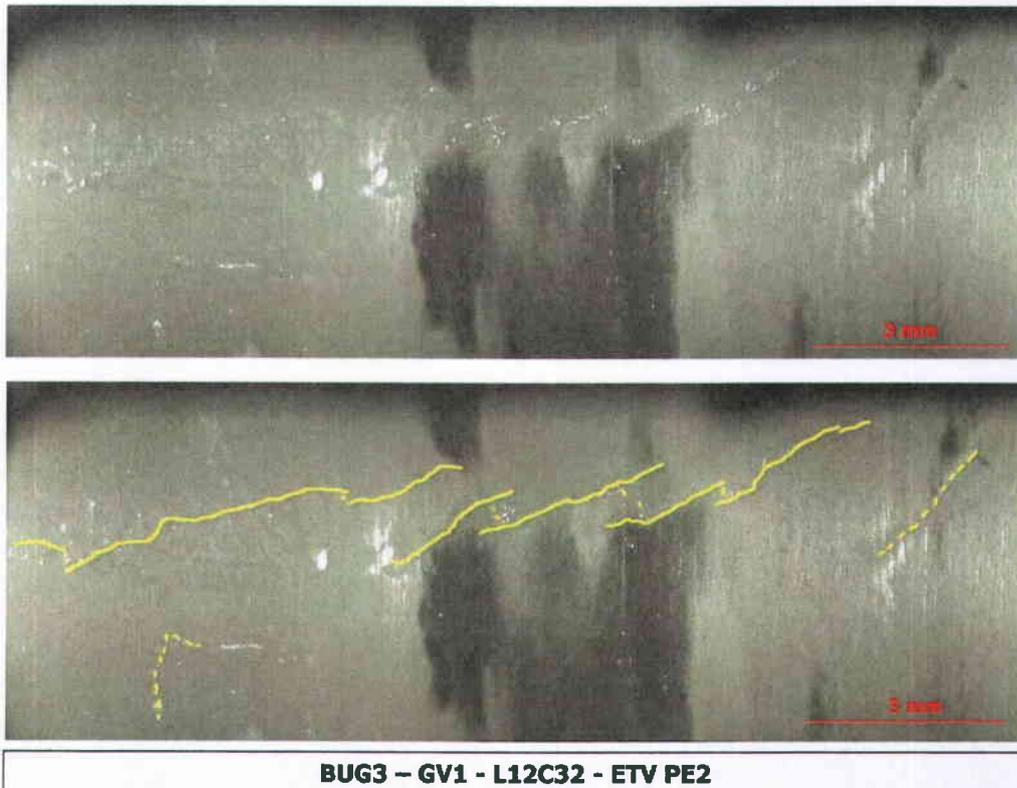
- fissuration due aux contraintes résiduelles de fabrication,
- fissuration due aux contraintes d'un tube bloqué dans une plaque,
- fissuration due aux contraintes d'un tube bloqué dans une plaque et se déformant progressivement sous l'effet d'un denting,
- fissuration due aux redistributions de contraintes résultant d'une corrosion par IGA profonde.

Contraintes résiduelles

Pour l'IRSN, la quasi-totalité des cas de corrosion sous contrainte de l'alliage 600 peuvent s'expliquer par les contraintes résiduelles issues de la fabrication des composants (dudgeonnage, soudage, usinage...). Seuls quelques cas, comme celui dit des "rétreints 1 300 MWe" (Cf. Annexe 2) sont dus à des contraintes apparues en service.

Dans tous les cas, l'amorçage de la fissuration de l'alliage 600 est perpendiculaire à la direction de la contrainte principale maximale.

L'examen télévisuel interne (ITIT) du tube L12C32 du GV de la boucle 1 de Bugey au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude fait apparaître un réseau de fissures d'orientation principalement circonférentielle mais avec une inclinaison de 60 à 70°, par rapport à l'axe de tube (Figure 33) [63].



BUG3 – GV1 - L12C32 - ETV PE2

Figure 33 : Examen télévisuel interne (ITIT) du tube L12C32 du GV de la boucle 1 de Bugey 3 au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude

EDF ne se prononce pas sur l'origine de la morphologie de la fissuration observée sur ce tube L12C32 [24].

Lors de la réunion d'instruction du 8 juillet 2009, EDF a émis l'hypothèse que les contraintes résiduelles pourraient être à l'origine des fissures circonférentielles observées. Pour EDF, plus le temps passe, plus la corrosion sous contrainte peut s'amorcer avec des seuils en niveau de contrainte de plus en plus bas (Cf. Annexe 2). Ainsi, après la fissuration longitudinale, la fissuration circonférentielle pourrait prendre le relais.

L'IRSN considère que l'explication de l'apparition de la fissuration circonférentielle basée sur les contraintes et le temps proposée par EDF est plausible mais reste non démontrée à ce jour.

Contraintes dues à un tube bloqué dans une plaque

Pour l'IRSN, la configuration d'un tube bloqué dans une plaque doit être envisagée. En effet, la tranche de Bugey 3 est en fonctionnement depuis environ 30 ans et n'a subi aucun nettoyage chimique. Des oxydes auraient pu s'accumuler au niveau des plaques entretoises et dans les interstices entre le tube et la plaque. Par ailleurs, EDF précise que [27] : "Certains éléments de REX (par exemple les efforts d'extraction relevés sur les tubes extraits à Dampierre [GV n° 27]) indiquent qu'il est probable qu'un nombre important de tubes soient solidaires des plaques entretoises".

Dans un courrier récent [64], EDF indique qu'en 2007 "l'état des lieux par examen télévisuel de la PE8 d'un GV des 11 autres tranches du palier 900 MWe [NDLR dont Bugey 3] encore équipées de leurs GV d'origine avait été finalisé. Il avait confirmé le faible niveau de colmatage, voire l'absence totale de colmatage sur les GV de ces

tranches." Le terme colmatage désigne ici le colmatage de la section de passage du fluide secondaire et donc le colmatage des trous non tubés.

Un examen télévisuel de la face supérieure de la plaque entretoise n°8, du GV n°2 de Bugey 3 réalisé en 2007 (Figure 34) montre que l'interstice entre le tube et la plaque est rempli, vraisemblablement, d'oxydes. C'est pourquoi EDF considère "qu'il est probable qu'un nombre important de tubes soient solidaires des plaques entretoises" voire que tous les interstices entre les tubes et les plaques soient comblés [24], [27]. Par ailleurs, comme l'a souligné EDF (Cf. Annexe 2), la corrosion dans le milieu secondaire nécessite la présence de dépôts.

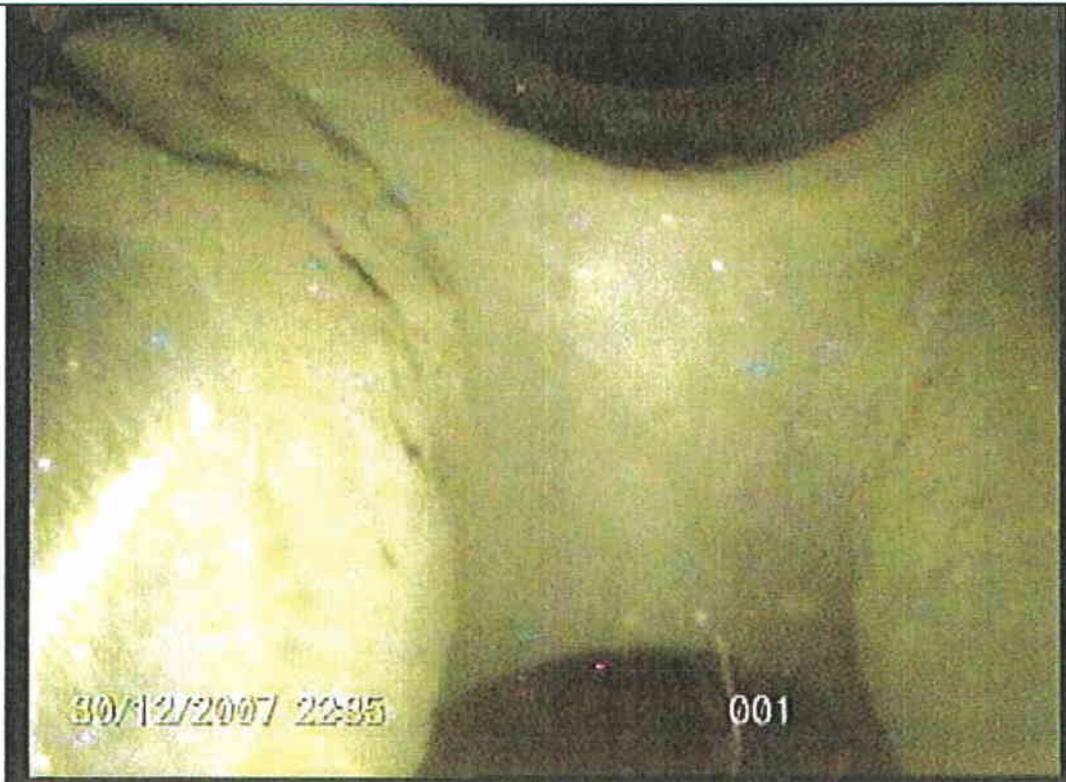


Image télévisuelle de la face supérieure de la PE8 du GV2 de Bugey 3

Figure 34 : Examen télévisuel de la face supérieure de la plaque entretoise n°8, du GV n°2 de Bugey 3 [24]

Pour EDF, "si le tube est bloqué au niveau d'une plaque entretoise, cette dilatation [NDLR dilatation du tube] sera empêchée, générant ainsi des contraintes thermiques (de nature secondaire) de compression. Ces contraintes n'étant pas de nature à initier un développement de l'IGSCC, n'ont donc pas été considérées dans l'estimation des contraintes dans un tube de GV" [22].

Pour l'IRSN, si le tube est bloqué dans la plaque, au niveau de l'encastrement, la contrainte axiale pourrait être localement importante. Cela serait sans doute encore accentué pour des tubes dégradés comportant des plages d'IGA.

L'IRSN remarque que la sollicitation provenant de la dilatation différentielle des tubes et des plaques, en raison de son ordre de grandeur, au regard des contraintes susmentionnées, ne peut en aucun cas être relaxée par une éventuelle accommodation locale de déformation, ce qui exclut de considérer comme "secondaire" ce type de contrainte. Comme EDF, l'IRSN ne peut exclure le blocage des tubes dans la plaque, par la présence de dépôts dans l'interstice entre le tube et la plaque entretoise. Sous l'action des dilatations différentielles, cet encastrement constituerait un élément favorisant la fissuration circonférentielle observée en service sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Contraintes dues à du denting

Le denting du tube (déformation du tube par la corrosion de la plaque entretoise) pourrait conduire au blocage du tube dans la plaque et alors à modifier considérablement le champ de contrainte en favorisant une composante longitudinale. Cela aurait pour conséquence, pour peu que le seuil de la corrosion sous contrainte soit atteint, d'observer de la fissuration circonférentielle.

Lors de la réunion d'instruction du 8 juillet 2009, EDF a précisé que tube L12C32 du GV de la boucle 1 de Bugey 3 ne présente aucun denting mesurable par la sonde SAX au niveau de la PE 1. Par la suite, EDF a précisé que : " Dans le cas de Bugey 3, la détection d'indications de fissures circonférentielles sous plaque entretoise lors de l'arrêt 2009 (premier cas avéré sur le Parc) a conduit EDF à mener des investigations spécifiques sur le denting comme mécanisme possible à l'origine de cette dégradation. A ce titre, les signaux SAX des tubes L12C32 et L45C44, analysés par EDF sans présence de déformation, ont été communiqués à l'EPRI afin d'être analysés de manière indépendante. Cette relecture a permis de confirmer l'absence de déformation au niveau des plaques entretoises et donc de denting selon la terminologie américaine" [20].

De plus, pour EDF "les comparaisons entre résultats END des différents contrôles ne mettent pas en évidence de relation entre la fissuration circonférentielle et la déformation des tubes au niveau des plaques entretoises" [20]. En conclusion, EDF écarte "le phénomène de denting (déformation du tube par corrosion de la plaque entretoise) comme origine de la fissuration circonférentielle observée sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3" [20].

L'IRSN considère que les expertises réalisées par EDF permettent raisonnablement d'écarter le phénomène de denting (déformation du tube par la corrosion de la plaque entretoise) comme origine de la fissuration circonférentielle observée sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Contraintes résultant d'une corrosion par IGA profonde

L'IRSN constate que les expertises des tubes extraits montrent que la fissuration circonférentielle est toujours accompagnée d'IGA (Tableau 21). Toutefois, l'IRSN constate également que des fissures circonférentielles d'étendues importantes (tubes L16C20E2 et L28C47E1) sont apparues sans que l'IGA soit nécessairement profonde, c'est-à-dire supérieure à 600 µm. L'IRSN considère alors que la présence d'IGA n'est pas le paramètre unique à l'origine de la fissuration circonférentielle observée sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Tronçon	Section dégradée	Etendue de l'IGSCC	Etendue de l'IGSCC	IGA Maximum (µm)
		circonférentielle (°) Totale	circonférentielle (°) Secteur dégradé à 50%	
L34C57E1	26% ± 5%	155	90	1200
L05C17E2	30% ± 5%	140	130	1000
L24C49E1	19% ± 1%	125	70	600
L23C40E1	22% ± 5%	130	100	1200
L31C25E2	21% ± 5%	140	95	1180
L28C47E1	17% ± 1%	110	40	400
L16C20E2	17% ± 1%	155	70	400

Tableau 21 : Etendue de l'IGSCC circonférentielle et profondeur d'IGA

Présence de polluants

L'interstice entre la plaque entretoise et le tube est une zone où les polluants rentrant en quantité généralement infinitésimale peuvent se concentrer. Ainsi, des polluants rentrant à des concentrations de l'ordre de la ppb (µg/kg) pourraient voir leur concentration atteindre des ‰ (g/kg). Si en eau pure le seuil de fissuration à la corrosion sous contrainte de l'alliage 600 MA est de l'ordre de sa limite d'élasticité, en présence de polluant ce seuil peut être plus faible. Ce seuil de contrainte n'a pas été déterminé pour tous les types de polluants possibles.

En 1990, EDF a expertisé trois tubes fissurés longitudinalement en peau externe issus du GV de la boucle 1 de Bugey 3 [65]. Dans sa conclusion, EDF notait que *"le mode fissuration est principalement intergranulaire. L'existence de plages à faciès transgranulaire est à associer à la présence de plomb en quantité notable à la surface des tubes au niveau des zones fissurées et, dans certains cas, sur la paroi des tubes...L'origine de la présence de cet élément [le plomb] reste toutefois à préciser"*.

EDF indique [21] : *" Le CNPE du Bugey a été sollicité pour retrouver tout élément traçant cette pollution par le plomb. L'application Sygma ayant été mise en place en 1991, aucune trace en termes d'événement et de suivi n'est disponible. Seule la mémoire des anciens nous donne quelques éléments. Elle semble s'être produite entre 1986 et 1988 lors d'une intervention au niveau du tore alimentaire du GV1. Un matelas comprenant des billes de plomb se serait percé. La quantité de plomb perdue dans le GV n'est pas connue."*

EDF a réalisé des expertises par Microscopie Electronique à Transmission (MET) sur un tube issu de Fessenheim 2 et d'un tube issu de Bugey 3 [5]. EDF indique que : *" les examens réalisés sur le tronçon de tube L12C32PE1 de Bugey 3 ont montré la présence significative de plomb avec des teneurs mesurées pouvant atteindre 15 %. Sur le tronçon de tube L09C08 PE2 de Fessenheim 2, le plomb apparaît sous forme de traces (juste au-dessus du bruit de fond, à des valeurs proches de la limite de détection).*

Hormis cet écart significatif concernant la présence de plomb entre Bugey 3 et Fessenheim 2, la comparaison des analyses entre les deux tubes fait ressortir des différences notables au niveau des oxydes formés (épaisseur, morphologie et composition chimique). Une analyse plus fine de ces résultats doit être menée afin d'essayer de

clarifier plus précisément la nature des milieux présents, à la lumière, entre autres, des travaux réalisés sur le sujet par le passé".

Dans le dossier fourni pour Bugey 3, EDF indique que, dans le cas du GV de la boucle 1 de Bugey 3, *"le plomb résultant d'une pollution ancienne a pu favoriser la fissuration, notamment longitudinale (très importante comparée aux autres GV) et, en abaissant les contraintes seuils d'amorçage, favoriser [également] l'amorçage de la fissuration d'orientation circonférentielle en peau externe."* EDF précise aussi que la tranche de Bugey 3 ne se distingue pas des autres tranches de ce site par d'autres pollutions particulières [25].

L'IRSN considère que la difficulté d'EDF à fournir un document formalisant cet incident d'introduction de plomb dans un GV montre, pour le moins, un manque de rigueur dans le suivi des matériels. L'IRSN note la présence avérée de plomb dans le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

L'IRSN constate que dans l'ensemble de la littérature, le plomb est considéré comme un aggravant des phénomènes de corrosion en milieu secondaire des GV [56][58][66][67][68]. Ainsi, EDF considère qu'en milieu faiblement basique (pH à chaud > 6,5) et en présence de plomb, l'alliage 600 est très sensible à l'IGSCC qui peut aussi devenir TGSCC [56]. La fissuration devient mixte IG/TGSCC accompagnée d'IGA [56]. L'IRSN note qu'aucun élément des expertises produites par EDF ne montre de fissuration TGSCC pour ces dégradations récentes, qui pourrait être attribuée à la présence de plomb. Par ailleurs, dans une étude de l'EPRI relative à la recherche d'une éventuelle corrélation entre l'endommagement des faisceaux de tube de GV et la présence de plomb, l'EPRI rapporte qu'EDF n'avait pu établir de lien entre la quantité de plomb dans les GV et les dégradations observées [68]. Le Tableau 22 donne une partie des données de cette étude [68], en particulier les diverses teneurs en plomb mesurées dans les oxydes prélevés dans les générateurs de vapeur.

Unit	EFPY until 1% HL TSP IGA SCC	EFPY until 0,05% FS IGA SCC	Concentration of Lead in Deposits (%) FreeSpan Scale	Concentration of Lead in Deposits (%) TSP Deposits	Concentration of Lead in Deposits (%) TTS Deposits
Bugey 2	15,12	14,74	0,26		0,35 0,27 0,20 0,20 0,20
Bugey 3	12,45	13,77			3,78 2,25 1,08 1,60
Bugey 4	14,09	14,28			0,69 0,46 0,15 0,36 0,18 0,30 0,30 0,30
Bugey 5	8,86		0,04 0,04 0,03 0,36 0,27	0,99	0,36 0,27 0,18 0,22
Dampierre 2	8,88	14,53			0,38
Dampierre 4	9,27	3,47	0,61		0,60
Fessenheim 1	9,17		0,05 0,05 0,03 0,03 0,02		
Fessenheim 2	10,34	10,34			0,54 0,35 0,05 0,46 0,17
Gravelines 1	11,21		0,01		
Gravelines 4	10,63			0,14	
St Laurent B1	6,19		0,01 0,01 0,02 0,04 0,02 0,01 0,44 0,12 0,01 0,06 0,05 0,03 0,03 0,02 0,01 0,02 0,01 0,12 0,24 0,10 0,06 0,02 0,65 0,34 0,04 0,11 0,80 0,02 0,74 0,18 0,21 0,09 0,04 0,18 3,90 0,44 0,02 0,06 0,05 0,07 0,05 0,01 0,02 0,01 0,01 0,13 0,06 0,01 0,02 0,01 0,01	0,51 0,27 0,02 0,24 0,19 0,11 0,04 0,33 0,24 0,22 0,20 0,48 0,35 0,19 0,54 0,30 0,02 0,29 0,23 0,14 0,39 0,27 0,15	0,25
St Laurent B2	8,01			0,13 0,31	
Tricastin 2	14,13		0,11 0,07 0,02		
Tricastin 3	21,19		0,05 0,04 0,03		
Tricastin 4	9,36		0,01	0,18 0,21 0,22	

**Tableau 22 : Evolution des dégradations par corrosion en milieu secondaire et teneur en plomb dans les GV.
(EFPY until 1 % HL TSP : Effective Full Power Year until 1 % Hot Leg [tubes with IGA/SCC] at Tube Support
Plate ; EFPY until 0,05 % FS : Effective Full Power Year until 0,05 % [tubes with IGA/SCC] at Free Span ; TTS :
The Tube Sheet).**

L'IRSN considère que l'existence d'un aggravant de type polluant pour expliquer les dégradations observées sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3 est plausible. Ce polluant pourrait être du plomb.

Autres éléments : caractéristiques mécaniques des tubes de GV

Dans une synthèse fort documentée [67], Staehle et al. montrent, à partir de résultats obtenus sur le parc français, que les différentes coulées d'alliages 600 présentent des niveaux de dégradation par IGA/IGSCC très différents (Figure 35). EDF a réalisé des analyses statistiques qui montrent qu'une "teneur en carbone plutôt faible n'est pas favorable à la résistance de tubes à la corrosion au droit des plaques entretoises" [56]. En corollaire à cet effet de la teneur en carbone, EDF a montré que "les tubes dont la limite d'élasticité et/ou la charge à la rupture sont faibles sont plus sensibles à la corrosion côté secondaire" [56]. La Figure 35 et la Figure 36 montrent que l'IGSCC en milieu secondaire affecte préférentiellement certaines coulées qui ont de faibles caractéristiques mécaniques ($R_{p0,2\%}$ et R_m).

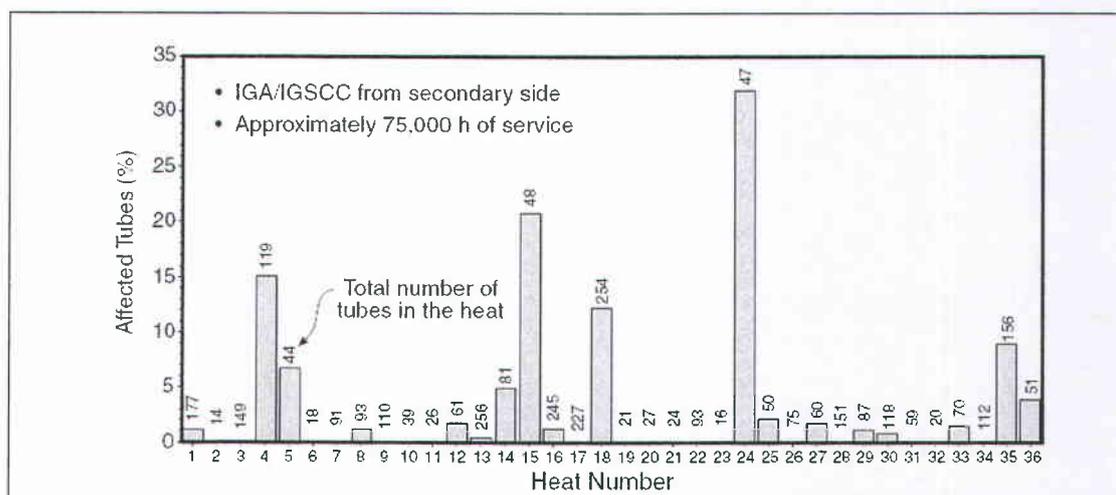


Figure 35 : Pourcentage de tubes affectés par de l'IGA et de l'IGSCC en fonction du numéro de coulée des tubes en alliage 600 MA [67].

L'IRSN recommande qu'EDF complète son dossier en vérifiant que les dégradations observées répondent toujours aux tendances données par le retour d'expérience (Cf. Figure 36), en particulier pour ce qui concerne les aspects relatifs aux caractéristiques mécaniques des tubes de GV ($R_{p0,2\%}$) et leurs conséquences vis-à-vis de la corrosion de l'alliage 600 MA en milieu secondaire.

Finalement, l'IRSN considère que la compréhension du phénomène d'apparition des fissures circumférentielles au niveau des plaques entretoises sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3 reste incomplète. L'IRSN recommande qu'EDF poursuive ses investigations afin de déterminer l'origine de l'apparition des fissures circumférentielles au niveau des plaques entretoises sur ce GV.

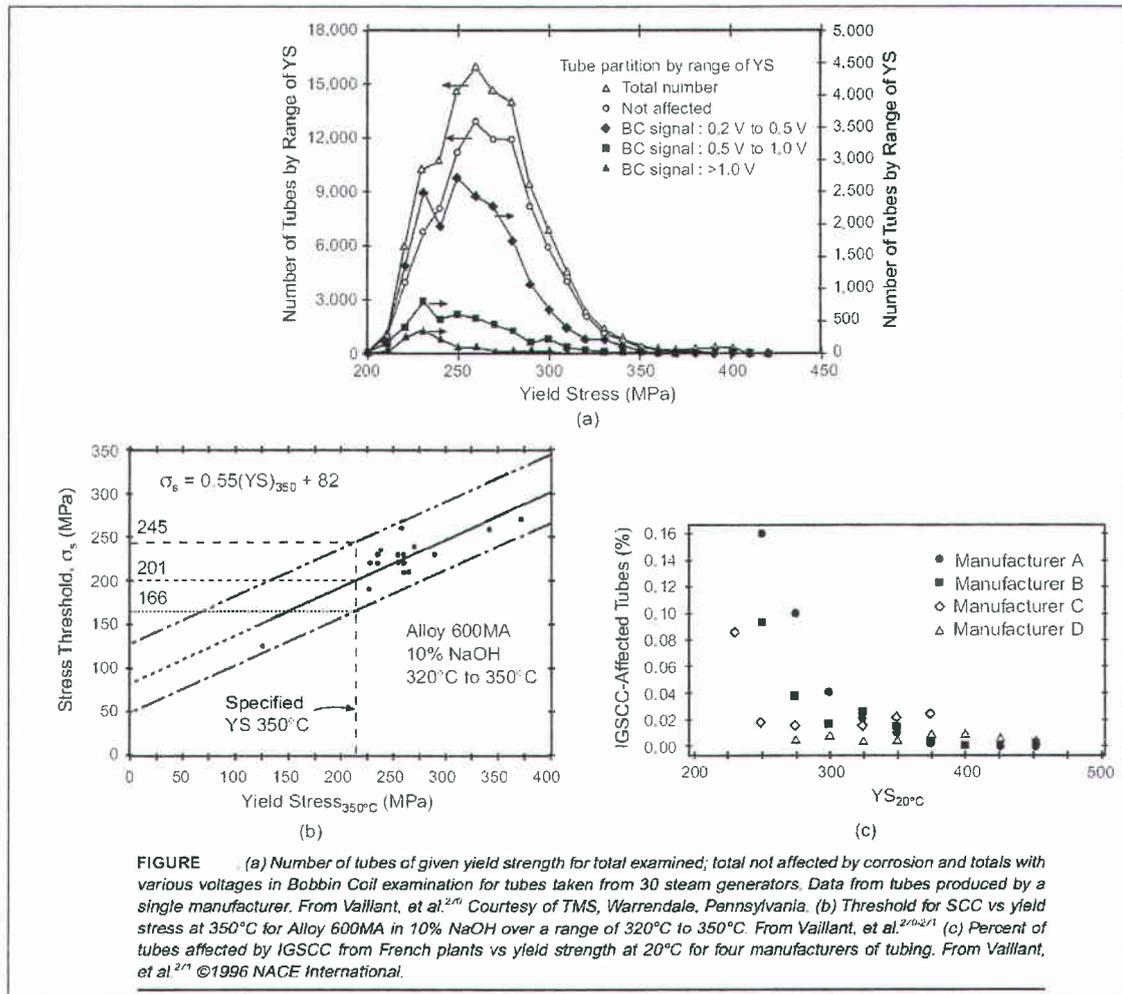


Figure 36 : Effet de la limite d'élasticité de l'alliage 600 MA sur l'IGSCC en milieu secondaire des GV (a&c) ou en laboratoire en milieu caustique (b) [67].

3.3 CINETIQUES DE PROPAGATION RETENUES POUR BUGEY 3

3.3.1 CINETIQUE DE L'IGA

Position d'EDF

Pour le dossier de Bugey 3, EDF indique que : "la cinétique de l'IGA est définie à partir d'une modélisation issue d'essais de laboratoire et corrélée avec les observations sur tubes extraits. A partir d'un front d'IGA déjà formé, les valeurs de cinétique d'IGA établies sont comprises entre 60 $\mu\text{m}/\text{an}$ et 90 $\mu\text{m}/\text{an}$, valeurs reprises dans la doctrine avec comme valeur enveloppe 100 $\mu\text{m}/\text{an}$ (soit 8 % de l'épaisseur des tubes).

Dans le cas particulier de Bugey 3, les éléments issus des expertises métallurgiques sur les tubes extraits (2009) montrent que la valeur maximale de l'IGA profonde est localement de 600 μm à 700 μm . En considérant l'apparition de la dégradation sur ces GV depuis une quinzaine d'années (confirmée par les premiers résultats de contrôle SAX sur les tubes extraits pour IGA entre 1991 et 1997 – seuil de notation à 500 mV avant 1996 correspondant déjà à une dégradation notable), [EDF] en déduit une cinétique moyenne au maximum de 50 $\mu\text{m}/\text{an}$. Cette valeur est toutefois très enveloppe pour des tubes déjà affectés d'IGA profonde dans la mesure

où toutes les études réalisées sur la propagation montrent que la cinétique n'est pas linéaire mais suit une loi racine du temps (décroissance en fonction du temps).

En conclusion, dans le cas Bugey 3 et pour le cycle à venir, EDF confirme qu'il est légitime de retenir 50 $\mu\text{m}/\text{an}$ (soit 4 % de l'épaisseur du tube) comme valeur enveloppe de la propagation d'IGA."

Analyse de l'IRSN

L'IRSN constate que la valeur de 50 $\mu\text{m}/\text{an}$ retenue par EDF pour la cinétique de propagation de l'IGA dans le cas de Bugey 3 a pu être dépassée en particulier pour des tubes extraits du GV de la boucle 2 de Saint-Laurent B1 [69]. En effet, EDF indique que : "la profondeur maximale d'IGA relevée est de 860 μm (L10C61 - PE1), valeur maximale identique à celle relevée sur la PE 1 du tube L09C22". En prenant cette valeur de 860 μm , la durée de fonctionnement du réacteur (65 592 h), en négligeant tout temps d'initiation de la dégradation par l'IGA et en retenant une relation linéaire enveloppe, la cinétique est de :

- 156 $\mu\text{m}/\text{cycle}$ de 12 000 h,
- 104 $\mu\text{m}/\text{cycle}$ de 8 000 h.

La cinétique serait bien plus élevée si un temps d'initiation de la dégradation par l'IGA était pris en compte.

Par ailleurs, l'IRSN note que la doctrine d'EDF [61] précise : "Nous déduisons la cinétique observable sur ces dégradations à partir des expertises sur un cycle soit 8 % (évaluée à partir de la plus grande évolution du signal en sonde axiale) et nous y ajoutons une marge de 12 % pour tenir compte des incertitudes (reproductibilité du signal, représentativité des essais de corrosion en laboratoire)."

Ces éléments sont confirmés par ailleurs par EDF qui indique [9] :

- "une valeur de propagation enveloppe de 8 % de l'épaisseur du tube à prendre en compte pour un cycle de fonctionnement, soit environ 100 μm , qui est un arrondi supérieur de la valeur déterminée précédemment de 60 μm à 90 $\mu\text{m}/\text{cycle}$;
- une marge d'une valeur de 12 % de l'épaisseur du tube (environ 150 μm) qui ne correspond pas à des incertitudes sur la cinétique de dégradation mais à des marges prises en compte pour la transposition END/défauts (procédé sonde axiale : relation signal/défaut, reproductibilité,...)".

La prise en compte de l'effet d'un polluant comme le plomb pourrait encore augmenter cette cinétique d'IGA. En effet (Cf. Figure 37), le plomb accélère de manière importante l'IGA et la corrosion généralisée (GC : Generalized Corrosion) des alliages 600 MA ou 600 TT [67].

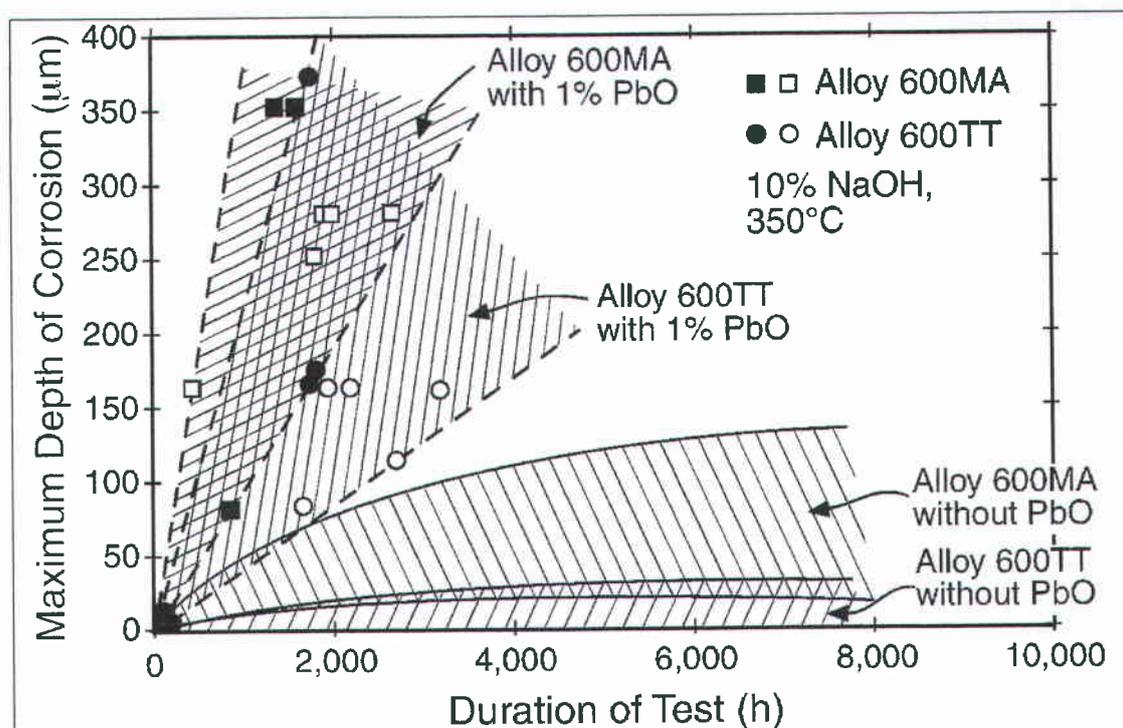


FIGURE Depth of IGA and GC vs time for Alloys 600MA and 600TT exposed at 350°C in 10% NaOH with and without additions of PbO. From Vaillant, et al. Courtesy of CEFRACOR (Centre Français de L'Anticorrosion), Paris, France.

Figure 37 : Influence du milieu caustique et du plomb sur la cinétique de corrosion de l'alliage 600 MA à une température de 350°C

En raison de la présence avérée de plomb dans le GV de la boucle 1 de Bugey 3, l'IRSN considère qu'il existe une incertitude importante sur la cinétique de dégradation par IGA.

L'IRSN n'est pas en mesure de proposer une borne supérieure de la cinétique d'IGA. Pour le cas des GV de Bugey 3, l'IRSN recommande toutefois qu'EDF retienne dans ses analyses une cinétique de dégradation par IGA au moins supérieure à 120 µm/an¹³, valeur issue du retour d'expérience d'EDF.

¹³ Cette valeur ne comprend aucun coefficient de sécurité.

3.3.2 CINÉTIQUE DE L'IGSCC LONGITUDINALE

Position d'EDF

EDF indique que [10] : *"la propagation des fissures d'orientation longitudinale peut aboutir à des défauts traversants en quelques cycles après leur apparition... Dans le cas du GV 1 de Bugey 3, l'occurrence de telles fissures d'orientation longitudinale est plus importante [que pour d'autres tranches] mais le contrôle par le procédé SAX a toujours permis de détecter ces cas et a donc conduit à un nombre (plus) élevé d'obturation de tubes (80 tubes au contrôle 2009). Par comparaison, le nombre de tubes obturés au même contrôle n'est que de 5 tubes pour le GV 2 et aucun pour le GV 3.*

Une analyse des résultats des expertises des tubes extraits a permis de déterminer les vitesses de propagation des fissures longitudinales dans l'épaisseur des tubes [de] GV en 600 MA. Cette analyse montre que les vitesses de propagation maximales obtenues sont de l'ordre de 400 µm/an (cas de Saint-Laurent B1, nombreux cas de fissures traversantes) et de 300 µm/an pour les autres tranches."

Dans son analyse de la cinétique d'IGSCC longitudinale EDF précise que : *"dans la mesure où le défaut longitudinal ne devient critique que lorsqu'il déborde largement de la plaque, il n'est donc pas nécessaire de prendre en compte ces éléments de propagation axiale dans notre analyse."*

Analyse de l'IRSN

L'IRSN note que l'analyse d'EDF sous-tend que le défaut devienne traversant bien avant d'atteindre sa taille critique c'est-à-dire celle qui conduirait à une instabilité plastique du tube et que ce défaut traversant soit détecté par les contrôles non destructifs, puisque le tube dégradé est alors bouché.

L'IRSN ne remet pas en cause l'analyse d'EDF quant au retour d'expérience relatif à l'évolution du réseau de la fissuration longitudinale au niveau des plaques entretoises, qui indique que les fissures longitudinales deviennent traversantes avant de s'étendre sur toute la hauteur de la plaque entretoise¹⁴.

3.3.3 CINÉTIQUE DE L'IGSCC CIRCONFÉRENTIELLE

Position d'EDF

EDF indique que [10] : *"la propagation des fissures d'orientation circonférentielle au niveau des plaques entretoises n'est pas connue à ce jour par le Rex dans la mesure où ce type de dégradation a été mis en évidence pour la première fois lors des contrôles 2009 à Bugey 3."*

En revanche, le Rex de la fissuration en pied de tube permet de déterminer que les vitesses de propagation des fissures d'orientation circonférentielle d'origine externe dans l'épaisseur des tubes (propagation dans le sens radial), issues des tubes extraits, sont au maximum de l'ordre de 400 µm/an.

¹⁴ En zone de transition de ductage, EDF estime qu'une fissure longitudinale de corrosion sous contrainte peut devenir traversante à partir d'une longueur de 7 mm [17].

En ce qui concerne l'extension angulaire des fissures, le REX du contrôle par la sonde tournante améliorée (STT) des fissures circonférentielles en pied des tubes en alliage en 600 MA montre que l'extension angulaire moyenne des fissures circonférentielles en un cycle court d'un an est comprise entre 10° et 60° à la profondeur de 40 % de l'épaisseur du tube.

Par ailleurs, quelques cas (statistiquement très peu nombreux) de notation de fissure circonférentielle de plus de 220° (cas d'Evènement Méritant une Attention Particulière du PBMP), en pied de tube, sont connus. La croissance maximale angulaire en 1 cycle correspond au cas de Chinon B2 (EMAP en 2007), et atteint la valeur de 220° (à la profondeur de 40 % de l'épaisseur du tube) en considérant au contrôle antérieur la somme des secteurs angulaires des amorces. La propagation de cette fissure peut être assimilée à une section complémentaire dégradée en un cycle (une année de fonctionnement dans le cas de Chinon B2). Par la suite, l'analyse, réalisée avec une géométrie simple de la fissure, a permis d'estimer l'accroissement de la section en un cycle à environ 140° d'extension angulaire d'un secteur traversant tel que pris en compte dans les études mécaniques (soit 39 % de la section totale du tube).

Ces propagations étant celles issues du REX de fissuration en pied de tube, pour EDF, leur transposition à une fissuration se développant au droit d'une plaque entretoise est nécessairement conservatrice, pour les raisons suivantes :

- *"dans le cas particulier des dégradations en paroi externe des tubes au niveau des plaques entretoises, le REX obtenu à partir des tubes extraits a montré dans tous les cas un endommagement mixte extrêmement complexe (décohésions intergranulaires multidirectionnelles, IGA et IGSCC) dans lequel la composante circonférentielle de la fissuration n'est jamais isolée. A l'inverse des cas rencontrés en pied de tube, le mécanisme de corrosion sous contrainte mis en jeu doit donc conduire à des propagations plus lentes permettant à la corrosion intergranulaire de se propager de façon parallèle à la fissuration ;*
- *le conservatisme mis en avant pour la situation des défauts au niveau des plaques entretoises est encore renforcé par les niveaux d'écrouissage plus importants en pied de tube qu'au niveau des plaques entretoises".*

Pour EDF [24], *"quels que soient les mécanismes mis en jeu, l'analogie entre la situation du pied de tube et des plaques entretoises pour juger de la vitesse de fissuration dépend d'un certain nombre de facteurs dont les principaux sont le milieu, la température et la contrainte"*. EDF considère qu'il est difficile de se prononcer sur la nature des milieux tant en pied de tube qu'au niveau des plaques entretoises. EDF estime que la température en pied de tube est plus élevée qu'au niveau des plaques entretoises. La corrosion (IGA et IGSCC) étant thermiquement activée, les dégradations en pied de tube devraient avoir des cinétiques plus élevées que celles au niveau des plaques entretoises. De plus, EDF considère que les niveaux de contraintes sont plus élevés en pied de tube qu'au niveau des plaques entretoises, ce qui est également pénalisant vis-à-vis de l'estimation des cinétiques de corrosion.

Au final, EDF retient pour la fissuration circonférentielle au niveau des plaques entretoises une situation qu'elle juge très conservatrice (issu du REX de fissuration en pied de tube) correspondant à une propagation en profondeur de la fissure de l'ordre de 400 $\mu\text{m}/\text{an}$ (soit 30% de l'épaisseur du tube) et à une propagation maximale en extension angulaire de 220° pour une année de fonctionnement à la profondeur de 40 % de l'épaisseur du tube. Retranscrit en termes de secteur angulaire fissuré traversant, cette propagation en profondeur et en secteur angulaire correspond à la propagation d'une fissure traversante de 140° environ en une année de fonctionnement.

Analyse de l'IRSN

L'IRSN considère que la démarche d'EDF basée sur l'analogie du pied de tube ne pourrait s'appliquer que dans le cas où la fissuration serait due aux contraintes résiduelles de même ordre de grandeur, nature et dans un milieu équivalent. Pour EDF, les milieux en zones confinées en pied de tube ou au niveau des plaques entretoises ne sont pas connus précisément [19]. L'IRSN considère comme EDF que ces milieux sont mal connus.

L'IRSN ne remet pas en cause que dans la zone de dudgeonnage les tubes soient plus écrouis qu'au niveau des plaques entretoises ; cet écrouissage constitue bien sûr un aggravant vis-à-vis de la vitesse de fissuration par IGSCC.

Compte tenu de la présence avérée de plomb dans le GV de la boucle 1 de Bugey 3, l'IRSN considère que l'effet de cette pollution en plomb sur la cinétique de propagation par IGSCC doit être étudié.

Pour ce qui concerne l'effet du milieu sur la cinétique de fissuration, l'IRSN note qu'EDF indique que : "*Certains travaux, notamment ceux de Babcock & Wilcox ont notamment conclu, pour l'alliage 600 MA, à un effet plus important du plomb sur l'amorçage que sur la propagation de la corrosion sous contrainte*". Ainsi, les données recueillies par EDF en 1996 montrent que le plomb a peu d'effet sur la vitesse de fissuration en milieu caustique (soude à 4 %¹⁵) et à 320 °C¹⁶ (Figure 38). Dans ces conditions, la vitesse de fissuration serait de l'ordre de 0,2 $\mu\text{m}/\text{h}$ (1,7 mm/an)¹⁷.

L'IRSN note que d'autres auteurs trouvent, en laboratoire, que le plomb est un élément chimique qui accélère considérablement la corrosion sous contrainte de l'alliage 600 MA, puisqu'en milieu AVT¹⁸ (All Volatile Treatment), l'oxyde de plomb (PbO) conduit à fissurer plusieurs centaines de micromètres en quelques milliers d'heures à 320 °C et que la profondeur de fissuration augmente lorsque la teneur en plomb augmente (Cf. Figure 39).

¹⁵ EDF estime généralement que le $\text{pH}_{(300\text{ }^\circ\text{C})}$ dans les crevasses en pied de tube et sous dépôt est compris entre 9,5 et 10 [56]. En milieu caustique pur (NaOH), ce pH à 300 °C de 10 est obtenu pour une concentration en soude de 1 % en masse (calcul MULTEQ) [56].

¹⁶ EDF indique que la température maximale au niveau de la plaque entretoise n°1 en branche chaude d'un GV de type 51 est de 317 °C (Tableau V page 6.30) [56].

¹⁷ Vitesse de fissuration dans l'épaisseur du tube de GV.

¹⁸ Le milieu AVT regroupe tous les environnements utilisant des amines volatiles pour le traitement du milieu secondaire des GV.

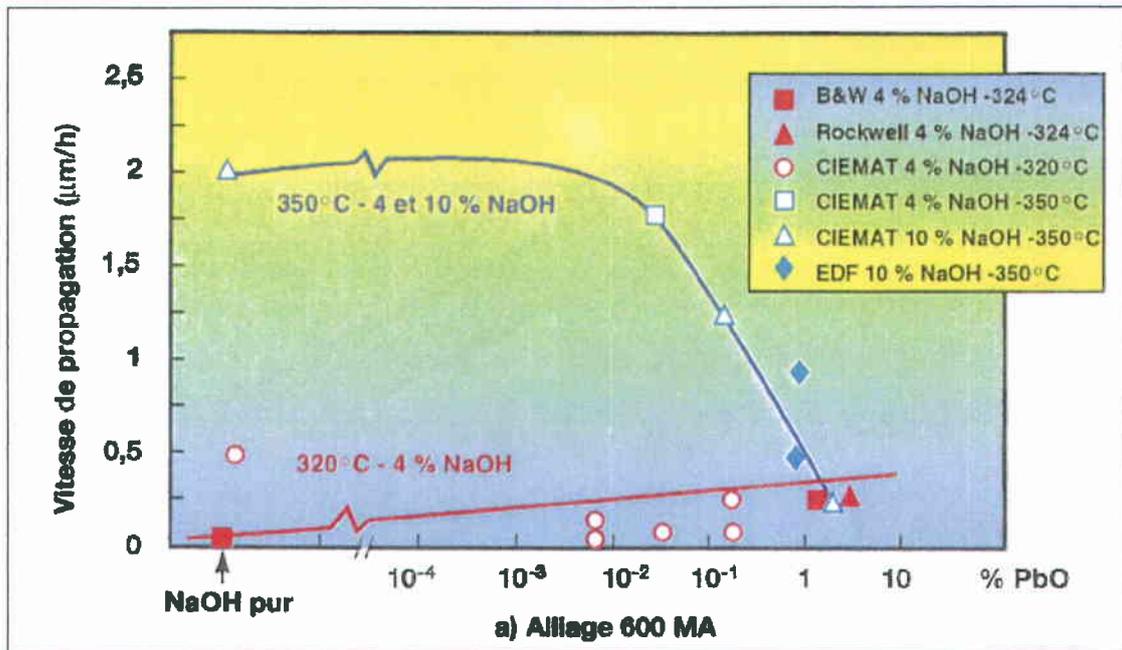


Figure 38 : Vitesse de fissuration de l'alliage 600 MA, mesurée en laboratoire, à 320 et 350 °C, dans de la soude à 4 % en masse, additionnée de plomb sous la forme de PbO [56].

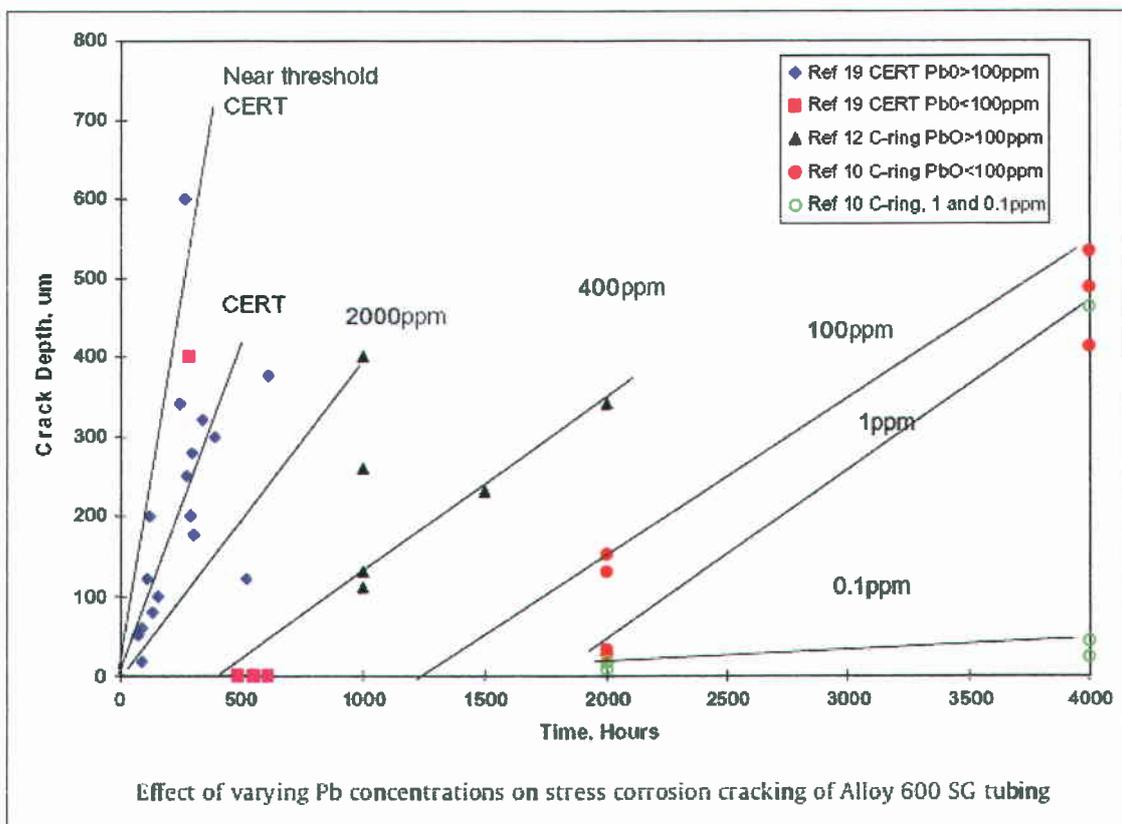


Figure 39 : Effet de la teneur en plomb, sur la profondeur de fissuration en milieu AVT (All Volatile Treatment) de l'alliage 600 MA, à 320 °C d'après [70][71].

De la Figure 39, en ne retenant que les essais les moins sévères, réalisés sur C-ring, l'IRSN déduit la vitesse de fissuration en milieu AVT précisée dans le Tableau 23.

Teneur en plomb (ppm)	Vitesse de fissuration (mm/an)
100	1,1
400	1,3
2 000 (0,2 % en masse)	3,5

Tableau 23 : Effet de la teneur en plomb, sur la vitesse de fissuration en milieu AVT (All Volatile Treatment) de l'alliage 600 MA, à 320 °C d'après [70][71].

L'IRSN constate que, contrairement à ce qui est observé en milieu fortement caustique (4 % NaOH, Figure 38), plus la teneur en plomb est importante en milieu AVT, plus la vitesse de fissuration augmente (Figure 39). L'IRSN n'a pas d'explication pour ce constat et ne peut émettre que l'hypothèse que, le milieu caustique étant déjà très sévère, ces essais de laboratoire ne permettent pas de mettre en évidence l'effet de la teneur en plomb sur la vitesse de fissuration. De plus, en raison des résultats des analyses de surface réalisées par EDF sur un tube extrait [5], l'IRSN considère que le milieu ayant conduit à la fissuration des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 ne devrait pas être de type fortement caustique (≥ 4 % NaOH). En effet, les valeurs des teneurs en chrome (25 %) et nickel (55 %) observées à la surface des tubes ne seraient pas compatibles avec un milieu fortement caustique, pour lequel des valeurs plus faibles en chrome seraient attendues (< 10 %) et des valeurs plus élevées en nickel seraient attendues (> 70 %) [72].

Compte tenu de ce constat, l'IRSN considère que l'utilisation de données obtenues en milieu caustique pourrait ne pas être adaptée au cas de la fissuration des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3. De plus, pour ce qui concerne le retour d'expérience étranger de contamination des GV par du plomb, l'IRSN considère que le cas des GV de la tranche 2 de la centrale de Bruce A mérite une attention particulière [73]. Les quatre centrales de Bruce A de type CANDU ont démarré entre 1977 et 1979. En 1986, une protection biologique en plomb a été oubliée dans le compartiment secondaire d'un GV de la tranche 2. L'exploitant s'est rapidement aperçu que le(s) GV de cette tranche présentai(en)t des cinétiques de dégradation par corrosion sous contraintes de l'alliage 600 MA plus rapides que les cinétiques des dégradations observées sur les tranches jumelles 1, 3 & 4 (Cf. Figure 40) ; selon l'exploitant la vitesse de fissuration de l'alliage 600 MA pour la tranche 2 aurait été d'un ordre de grandeur supérieur à celle observée pour les autres tranches.

A partir de la Figure 40, l'IRSN retient que l'amorçage de la corrosion sous contrainte était avéré au moment de l'introduction d'une pollution par du plomb et que le plomb a accéléré d'au moins un facteur 3 la vitesse de corrosion sous contrainte de l'alliage 600. Néanmoins, aucune vitesse rapide de corrosion sous contrainte plus élevée que 200 $\mu\text{m}/\text{an}$ ne semble avoir été observée puisque, entre le moment de l'introduction du plomb (environ 75 000 h de fonctionnement) et l'observation de fissures d'une profondeur supérieure à 40 %, plus de 3 années (25 000 h) se sont écoulées. Il convient de noter que la température de la branche chaude de ces réacteurs CANDU est de 304°C alors que la température en branche chaude des réacteurs EDF du palier 900 MWe est de 317 °C au niveau de la première plaque entretoise. En retenant l'énergie apparente d'activation du phénomène d'IGSCC en milieu caustique donnée par EDF (255 kJ/mol) [74], la vitesse maximale attendue d'IGSCC transposée de l'étude de

ce cas vers de l'alliage 600 MA d'un réacteur de 900 MWe serait de l'ordre de 0,5 mm/an. En octobre 1995, la tranche 2 de Bruce A a été arrêtée.

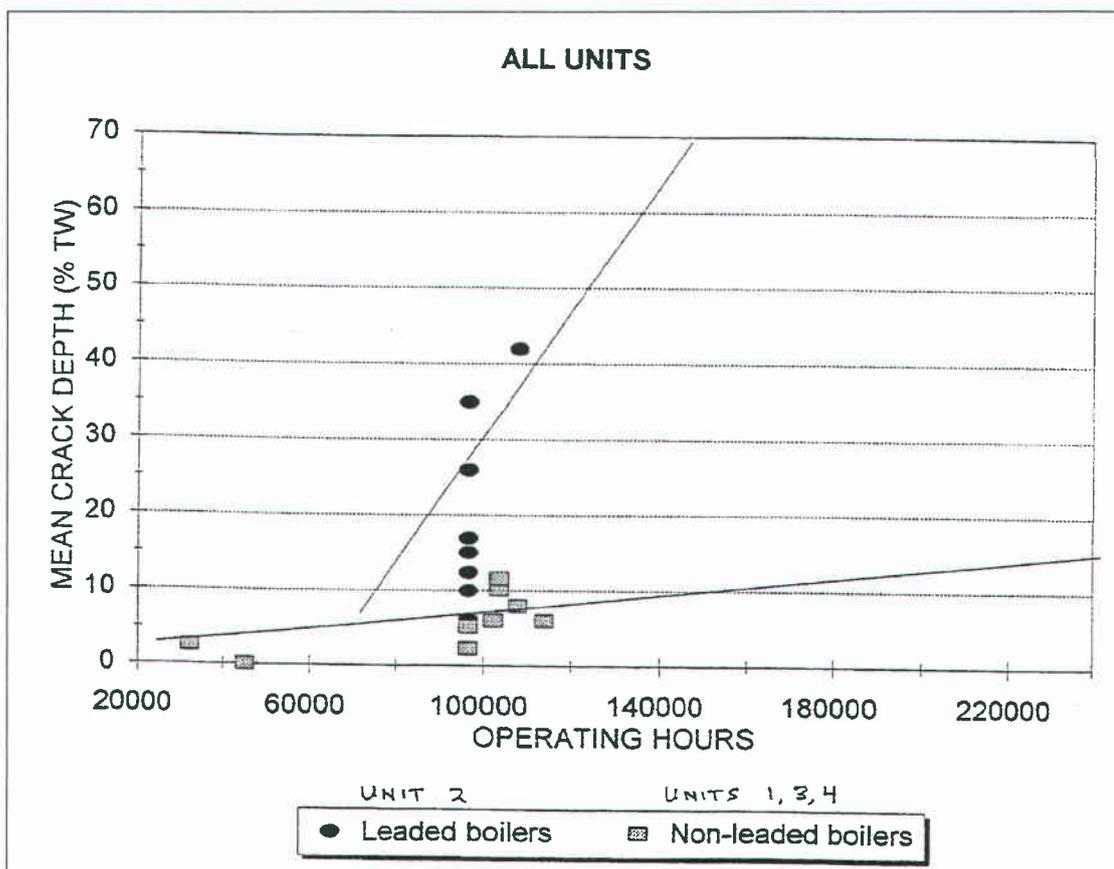


Figure 40 : Profondeur moyenne fissurée des tubes en alliage 600 MA dégradés du côté secondaire pour les tranches 1, 2, 3 & 4 des centrales de Bruce A (centrales de type CANDU). La tranche 2 (Unit 2) a connu une pollution par du plomb (oubli d'une protection biologique dans le compartiment secondaire d'un GV) après environ 75 000 h de fonctionnement, en 1986.

L'IRSN rappelle le caractère erratique de la corrosion en milieu secondaire des GV (Cf. Annexe 2), en particulier pour le GV de la boucle 1 de Bugey 3, pour lequel une pollution par du plomb est avérée. Comme le montre EDF à partir de l'évolution moyenne des signaux de la sonde SAX, même si cette évolution est plus indicative que quantitative, la corrosion du côté secondaire du GV de la boucle 1 de Bugey 3 a connu au moins par deux fois des accélérations importantes, en particulier de 2008 à 2009 (Figure 41) [24]. EDF indique que ces évolutions ne sont pas corrélées à une modification de la chimie de l'eau dans ces périodes [24].

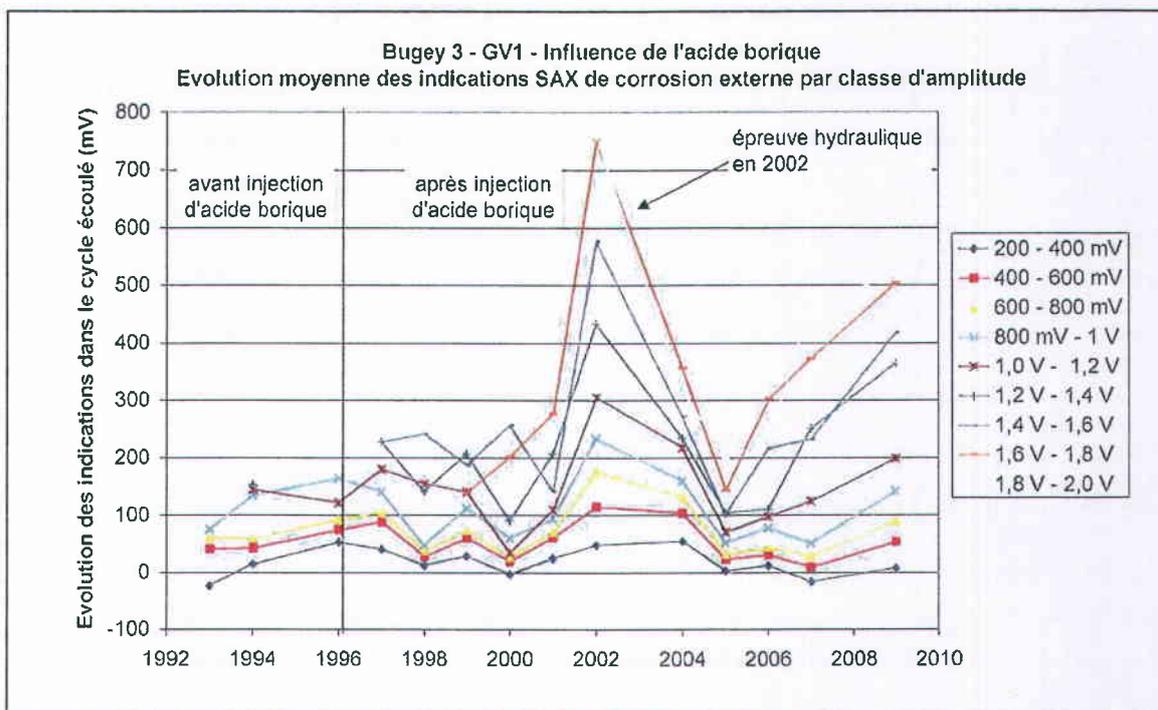


Figure 41 : Influence de l'injection d'acide borique sur l'évolution des indications SAX de corrosion pour le GV de la boucle 1 de Bugey 2

L'IRSN note qu'EDF ne s'est pas engagée prioritairement dans une démarche visant à comprendre l'origine des dégradations importantes observées sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3. Les éléments dont dispose l'IRSN ne permettent pas de conclure quant à l'origine de la fissuration circonférentielle observée au niveau des plaques entretoises du GV de la boucle 1 de Bugey 3. Néanmoins, l'IRSN considère que le cas le plus pénalisant qui serait dû à du denting peut raisonnablement être exclu.

En raison de l'absence d'explication certaine relative à l'apparition de la fissuration circonférentielle au niveau des plaques entretoises, de l'éventuelle apparition d'un chargement nouveau responsable de cette fissuration ou du rôle potentiellement accélérateur de la pollution du GV de la boucle 1 par du plomb, l'IRSN n'est pas en mesure de proposer une borne supérieure de la cinétique d'IGSCC circonférentielle, sur la seule base des essais de laboratoire. En effet, les vitesses élevées de corrosion sous contrainte obtenues en laboratoire sont généralement issues d'études réalisées avec des milieux caustiques qui ne seraient pas représentatifs des milieux déduits à partir des analyses de surface réalisées sur un tube extrait du GV de la boucle 1 de Bugey 3. Par ailleurs, les résultats des essais de laboratoire obtenus en milieu AVT sont vraisemblablement très conservatifs en raison d'un chargement appliqué plus élevé que celui en service et d'une disponibilité immédiate de plomb comme polluant, alors que le plomb semble être désormais séquestré dans les couches d'oxydes du GV de la boucle 1 de Bugey 3. Toutefois, l'IRSN considère comme EDF que le plomb a vraisemblablement joué un rôle majeur dans l'amorçage des dégradations du GV de la boucle 1 de Bugey 3, qui avec plus de 5 000 indications de corrosion secondaire au niveau des plaques entretoises en branche chaude est le GV le plus affecté du parc français. En se basant sur le retour d'expérience français (GV de la boucle 1 de Bugey 3) et canadien (Bruce A Unit 2), l'IRSN considère que le plomb a un effet accélérateur sur la propagation de l'IGSCC et que la valeur de cinétique de 400 $\mu\text{m}/\text{an}$ proposée par EDF pour la fissuration circonférentielle au niveau des plaques entretoises constitue vraisemblablement une valeur maximale, mais

sans coefficient de sécurité. Toutefois, l'IRSN ne peut exclure pour le cycle à venir, comme cela a été vu par le passé (Cf. Annexe 2), que l'IGSCC progresse plus rapidement que prévu, la chimie en zone confinée n'étant pas maîtrisable par l'exploitant via le respect des spécifications chimiques du milieu secondaire.

Afin d'intégrer l'ensemble du retour d'expérience des tranches étrangères et de synthétiser les résultats des essais de laboratoire récents, l'IRSN recommande qu'EDF révise son livre blanc relatif à "La corrosion coté secondaire des tubes de générateur de vapeur" qui date de 1996.

4 ANALYSE MECANIQUE

Ce chapitre traite de l'analyse du risque de RTGV des tubes dégradés laissés en l'état dans les GV de Bugey 3 telle que présentée dans le dossier d'EDF. Le mode de ruine envisagé est la rupture par instabilité plastique du ligament restant sous un effort axial généré par la différence de pression maximale pouvant être atteinte dans les tubes en toute situation d'exploitation. Ce mode de ruine est aussi appelé striction.

4.1 GENERALITES

Dans le cas d'un tube sain en situation de conception, le tube est encastré dans la plaque tubulaire et appuyé au niveau des plaques entretoises. La dilatation axiale reste donc libre. Dans ces conditions, le seul chargement prépondérant est la différence de pression entre les milieux primaire et secondaire, différentes études [50] ayant montré que l'influence du gradient de température dans l'épaisseur sur le comportement à la rupture des tubes restait relativement faible. Aussi, les études mécaniques sont-elles basées avant tout sur des essais d'éclatement à froid, ce qui nécessite simplement un recalage par rapport aux caractéristiques mécaniques à chaud des tubes.

Dans le cas d'un tube dégradé en situation réelle, le tube peut être encastré par différents dépôts au niveau des plaques entretoises. Dans ces conditions, les transitoires thermiques ajoutent des contraintes axiales, conséquences d'une sollicitation de type dilatation empêchée.

Par ailleurs, il peut exister dans les tubes des contraintes liées aux tolérances de fabrication et au montage.

Quatre tolérances sont prises en compte dans les dossiers :

- l'angle d'inclinaison maximum des trous de perçage de la plaque tubulaire,
- le désalignement des plaques entretoises : entre $\pm 0,5$ mm (incertitude de mesure) à ± 2 mm (valeur maximale retenue),
- la position des trous dans la plaque tubulaire,
- la position des trous dans les plaques entretoises.

Seule peut être réalisée une estimation haute de ces contraintes en se basant sur des valeurs pénalisantes.

Pour un tube dégradé, le manque de matière lié au défaut ainsi que la pression de fuite en cas de défaut traversant peuvent créer un moment supplémentaire qui tend à ouvrir le défaut si le tube n'est pas parfaitement encastré à ses extrémités.

Enfin, si le comportement vibratoire d'un tube dégradé est également modifié par rapport à celui d'un tube sain, le risque de rupture par fatigue ne semble pas au premier plan pour Bugey 3 ; il n'est pas attendu de fissuration par fatigue vibratoire au vu des ordres de grandeur géométrique et aucune trace de propagation de défaut liée à ce phénomène n'a été observée. La tenue au séisme des tubes dégradés pourrait être remise en cause ; néanmoins les dégradations les plus pénalisantes pour ce chargement sont celles situées dans les cintres. Dans les parties droites, le séisme se traduit par des déplacements latéraux imposés au niveau des plaques entretoises. Des essais ont montré que la pression d'éclatement des tubes fissurés était peu sensible à ce chargement complémentaire pour des valeurs s'élevant jusqu'à 1,1 mm [51].

4.2 CONDITIONS AUX LIMITES ET EFFORTS SUR LES TUBES DU FAISCEAU TUBULAIRE DE BUGEY 3

4.2.1 POSITION EDF

EDF considère que les conditions d'appui des tubes au niveau des plaques entretoises sont variables et « *qu'il est probable qu'un nombre important de tubes soient solidaires des plaques entretoises* » [27] et plus précisément « *que le comblement des jeux tubes/plaque est avéré* » [24]. EDF retient donc comme condition limite un encastrement parfait de tous les tubes au niveau des plaques entretoises. EDF se base pour cela sur des ETV réalisés en face supérieure de la plaque entretoise supérieure (PE8) ainsi que sur les efforts nécessaires à l'extraction des 12 tubes sélectionnés pour expertise. Dans ces conditions, le tube est maintenu en flexion et un éventuel défaut ne crée pas de moment induit.

L'estimation des contraintes réalisée en PE1 par l'exploitant est basée sur les résultats de calcul de Saint-Laurent B1 [52] et résumée dans le tableau 24 ; néanmoins ces résultats sont repris dans le tableau 25 pour prendre en compte certains écarts notamment l'absence de plaque de répartition de débit (PRD) pour les GV de type 51A. Les contraintes de fonctionnement sont estimées au point de fonctionnement nominal à 100% de charge soit $\Delta P = 97$ bar. Les valeurs indiquées sont en MPa.

Géométrie du tube	Dimension nominale		Tube aminci sur 600 μm (-47%)	
	Longitudinale	Circonférentielle	Longitudinale	Circonférentielle
Contrainte (MPa)	σ_{zz}	$\sigma_{\theta\theta}$	σ_{zz}	$\sigma_{\theta\theta}$
Fabrication + montage	79	0	82-155	0
Pression	30	65	56	122
Thermique	33	70	45	79
Interaction tube PE	5	0	10	0
Contraintes résiduelles	< 0	< 200	< 0	Non précisé
Total (valeur maximale)	< 147	< 335	< 266	Non précisé
Conclusion	$\sigma_{zz} < \sigma_{\theta\theta}$		Non précisé	

Tableau 24 : synthèse des valeurs FRAMATOME pour le GV de la boucle 2 de Saint-Laurent B1 [52]

Géométrie du tube	Dimension nominales	
	Longitudinale	Circonférentielle
Contrainte (MPa)	σ_{zz}	$\sigma_{\theta\theta}$
Fabrication + montage	0 à 51	0
Pression	30	65
Thermique	85	80
Interaction tube PE	0 à 50	0
Contraintes résiduelles	-90 à 20	30 à 160
Total (valeur maximale)	236	305
Conclusion	$\sigma_{zz} < \sigma_{\theta\theta}$	

Tableau 25 : synthèse des valeurs présentées par EDF pour Bugey 3 [27]

Pour EDF, il faut donc un ensemble d'hypothèses pénalisantes pour obtenir une contrainte longitudinale élevée, la contrainte circonférentielle restant en général plus élevée que la contrainte longitudinale.

4.2.2 POSITION IRSN

Tout d'abord l'IRSN constate que les valeurs obtenues présentent de fortes plages de variations ce qui est dû aux incertitudes importantes sur les contraintes élémentaires.

L'IRSN remarque ensuite que le fabricant et l'exploitant arrivent tous les deux à la conclusion que, pour un tube sain, les contraintes longitudinales restent généralement inférieures aux contraintes circonférentielles. FRAMATOME a également étudié l'effet d'un amincissement axisymétrique du tube de -47% du côté secondaire et a obtenu une valeur de contrainte longitudinale qui se rapproche de la contrainte circonférentielle sans la dépasser notablement. EDF envisage trois hypothèses complémentaires (voir § 3.2.4), en particulier que « *si d'une manière générale, la contrainte longitudinale est supérieure à la contrainte circonférentielle, compte tenu d'incertitudes importantes, EDF ne peut pas exclure que localement cette situation soit inversée, notamment en raison des contraintes résiduelles de fabrication du tube* » [24].

Pour l'IRSN, l'hypothèse d'encastrement parfait des tubes au niveau des plaques entretoises est probable mais continue à présenter des incertitudes. D'autre part, l'analyse des contraintes ne permet pas d'expliquer à ce jour le développement d'IGSCC d'orientation circonférentielle.

4.3 ESSAIS MECANIQUES SUR TUBES EXTRAITS

Sept tronçons de tubes extraits du GV de la boucle 1 de Bugey 3 ont été testés sur un banc d'éclatement. Ces tronçons ont été sélectionnés par l'exploitant sur la base d'un programme d'expertise comme cela a été signalé au § 2.6 et dont l'objectif est de caractériser les dégradations au regard de différents signaux de contrôles non destructifs présentant des valeurs remarquables. Les dégradations recherchées sont de l'IGA profonde, de l'IGSCC ou une combinaison des deux. Le Tableau 26 présente les dégradations observées pour ces sept tronçons. Les valeurs sont extraites des références [3] et [4].

<i>Tube et intersection</i>	<i>Dégradations observées</i>	<i>Section dégradée</i>	<i>Secteurs angulaires dégradés</i>	<i>profondeur moyenne / max IGA (µm)</i>	<i>profondeur maximale IGSCC (µm)</i>
L28C47 - PE1	IGA + IGSCC longitudinale et circonférentielle	17%± 1%	110°	400	1200
L24C49 - PE1	IGA + IGSCC longitudinale et circonférentielle	19%± 1%	30° + 75° + 25°	600	1100
L16C20 - PE2	IGA + IGSCC longitudinale et circonférentielle	17%± 1%	75° + 80°	400	1100
L34C57 - PE1	IGA profonde	26%± 5%	155° + 55°	650 / 1200	
L05C17 - PE2	IGA profonde	30%± 5%	140° + 30°	750 / 1000	
L23C40 - PE1	IGA + IGSCC circonférentielle	22%± 5%	130°	785 / 1240	640
L31C25 - PE2	IGA + IGSCC longitudinale et circonférentielle	21%± 5%	140°	700/ 1180	

Tableau 26 : dégradations des tronçons extraits de Bugey 3 et expertisés

Les valeurs des pressions de débit de fuite (PDF) sont indiquées dans le Tableau 27.

<i>Tube et intersection</i>	<i>Section dégradée maximale</i>	<i>Endommagement observée dans la zone de fuite</i>	<i>PDF (bar)</i>	<i>PDF/165</i>
L28C47 - PE1	18%	multidirectionnel	420	2,16
L24C49 - PE1	20%	longitudinal	400	2,06
L16C20 - PE2	18%	multidirectionnel	400	2,06
L34C57 - PE1	31%	multidirectionnel	340	1,75
L05C17 - PE2	35%	multidirectionnel	320	1,65
L23C40 - PE1	27%	multidirectionnel et longitudinal	340	1,75
L31C25 - PE2	26%	multidirectionnel et longitudinal	270 / 410 (*)	1,40

Tableau 27 : essais d'éclatement des tubes extraits de Bugey 3

(*) Reprise de l'essai après mise en place d'un clinquant, le tube n'étant plus étanche à 270 bar.

L'IRSN estime que la ruine des tubes correspond, pour ces défauts, à la pression de début de fuite PDF. En effet, les tubes doivent être étanches étant donné leur fonction de confinement du fluide primaire (2^{ème} et 3^{ème} barrière). De plus, pour l'IRSN, la fuite sans rupture du tube est un artefact lié au banc d'essai qui n'est pas capable de maintenir la pression après apparition de la fuite. Par ailleurs, la mise en place d'un clinquant ajoute une rigidité difficilement quantifiable et dont les facteurs de correction proposés n'ont jamais fait l'objet d'un consensus. L'IRSN retient donc que la pression correspondant à la ruine du tronçon L31C25 - PE2 est plus proche de 270 bar que de 410 bar.

L'IRSN rappelle que les différences de pression maximales qui s'appliquent sur les tubes sont pour le palier 900 MWe:

- 2^{ème} catégorie : 110 bar,
- 3^{ème} catégorie : 165 bar,
- 4^{ème} catégorie : 172 bar.

La dernière colonne du Tableau 27 représente le ratio entre la pression de début de fuite observée et la différence de pression maximale dans le tube en 3^{ème} catégorie (cf. § 4.4.3). Ce ratio comprend un facteur de correction de 0,85 pour la prise en compte des caractéristiques à chaud de l'alliage 600. Ainsi, tous les tubes présentent un ratio supérieur à 1,40. Les ratios les plus faibles sont obtenus en général pour des dégradations de type IGA profonde. La corrélation avec la section dégradée apparaît assez bonne, les pressions de début de fuite les plus faibles étant obtenues pour les défauts les plus grands.

Seul le tronçon L31C25 - PE2 présente un comportement singulier avec une pression de fuite faible pour une section dégradée maximale de 26%.

Concernant le tube L12C32 qui a rompu à l'extraction et qui n'a pu être testé à l'éclatement, EDF indique que ce tube a rompu pour un effort de 3100 daN ce qui représente six fois l'effet de fond sur le tube en 3^{ème} catégorie.

L'IRSN constate donc que si les tubes extraits continuent de présenter une résistance mécanique élevée tout au moins pour des sections dégradées allant jusqu'à 35%, ils présentent néanmoins des pressions de début de fuite nettement inférieures à la pression d'éclatement de tubes sains.

4.4 DEFINITION DU DEFAUT CRITIQUE

4.4.1 POSITION EDF

La position d'EDF est exprimée dans le document [9]. Le défaut critique est celui qui conduirait à la ruine¹⁹ du tube sous la différence de pression maximale atteinte en toute situation d'exploitation, soit 172 bar pour les situations de 4^{ème} catégorie. EDF définit un défaut critique pour chacune des deux dégradations suivantes :

- Une fissure débouchante longitudinale isolée au droit d'une plaque entretoise,
- De l'IGA profonde combinée ou non à de l'IGSCC circonférentielle au droit d'une plaque entretoise.

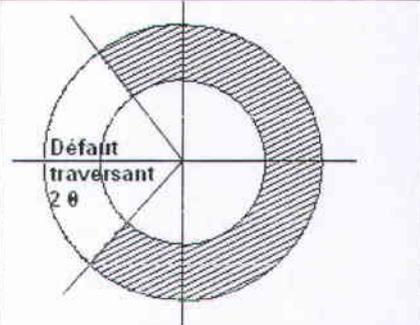
Concernant une fissure longitudinale au niveau d'une plaque entretoise, EDF considère que la doctrine de maintenance n'est pas remise en cause : le défaut critique est un défaut longitudinal traversant dont la longueur dépasse largement l'épaisseur de la plaque entretoise (19 mm).

Concernant les défauts d'IGA cumulé ou non à de l'IGSCC circonférentielle, EDF rappelle tout d'abord les choix effectués en 1991 sur le GV de la boucle 2 de Saint-Laurent B1. Une définition différente du défaut critique avait

¹⁹ La ruine d'un tube est indépendante pour EDF de la perte d'étanchéité. Il s'agit de l'atteinte pour le tube d'un dommage mécanique.

été prise à l'époque : le défaut critique était celui qui permettait d'amorcer préférentiellement une fissure d'IGSCC de direction circonférentielle et non longitudinale. Les calculs réalisés dans la note [52] sommaient, pour des tubes encastres dans la plaque tubulaire et appuyés au niveau des plaques entretoises, les contraintes dues à la fabrication et au montage ainsi que les contraintes de fonctionnement (pression et transitoires thermiques). Ils montraient que, pour une perte d'épaisseur uniforme par IGA de -47% (600 µm), un niveau de contrainte axiale susceptible de générer une fissuration circonférentielle pouvait être atteint. Le défaut critique en fin de cycle a donc été défini comme étant un défaut de corrosion généralisée de -45% sur 360°.

EDF considère désormais que la position prise à Saint-Laurent B2 présente de nombreux conservatismes. Peuvent être cités le cumul pénalisant de toutes les contraintes et une cinétique de propagation de l'IGSCC circonférentielle prise implicitement comme infinie. C'est pourquoi dans le cas de Bugey 3, EDF revient sur sa position et considère désormais que le défaut critique associé à de l'IGA cumulé ou non à de l'IGSCC est de 80%. Cette valeur est déterminée dans le document [51] à partir de la formule suivante qui fournit la pression d'instabilité d'un défaut circonférentiel traversant pour un tube avec un encastrement parfait. La ruine envisagée est la rupture par instabilité plastique de la section réduite du tube soumis à la pression de fuite sur le défaut et à l'effet de fond.

$P_a = \frac{2 \times (\beta^2 - 1) \times (\pi - \theta) \times \sigma_f}{2\pi + (\beta^2 - 1) \times (\pi - \theta)}$	
---	---

Les paramètres sont les suivants :

- Un défaut circonférentiel traversant d'étendue 2θ ,
- Une géométrie minimale du tube (épaisseur minimale, diamètre maximal) et $\beta = R_e/R_i$,
- Une contrainte d'instabilité plastique à chaud σ_f de 386 MPa (valeur RCC-M = 381 MPa).

Avec ces valeurs, le défaut qui conduit à une valeur de pression de 172 bar est un défaut circonférentiel traversant de 292° soit environ 80% de la section du tube. Ce défaut est le nouveau défaut critique retenu par l'exploitant. EDF vérifie aussi que cette taille de défaut critique n'est pas remise en cause pour un défaut non traversant en utilisant la même démarche et la formule suivante :

$$P_a = \frac{(\alpha^2 - 1) \times 2\sigma_f}{(\alpha^2 + 1)} \quad \alpha = \frac{R_i + t}{R_i} \quad \text{avec } t \text{ l'épaisseur du tube et } R_i \text{ le rayon interne.}$$

Enfin, EDF vérifie que le défaut critique retenu, caractérisé par une section dégradée de 80% est cohérent avec l'ensemble des essais d'éclatement de tubes présentant une fissure circumférentielle à l'aide de la Figure 42 qui représente la pression adimensionnelle P_n en fonction de la section dégradée du défaut.

$$P_n = \frac{\sigma_z}{\sigma_f} = \frac{P \times R}{2 \times t \times \sigma_f}$$

Avec les paramètres suivants :

- $t = 1,27$ mm épaisseur nominale d'un tube de GV 7/8",
- $R = 10,48$ mm rayon moyen nominal d'un tube de GV 7/8",
- $\sigma_f = 0,85 \times 510$ MPa contrainte d'écoulement à chaud, 510 MPa est la valeur moyenne à froid pour les tubes en 600 MA du palier 900 MWe.

Avec ces valeurs, $\Delta P = 172$ bar correspond à $P_n = 0,163$

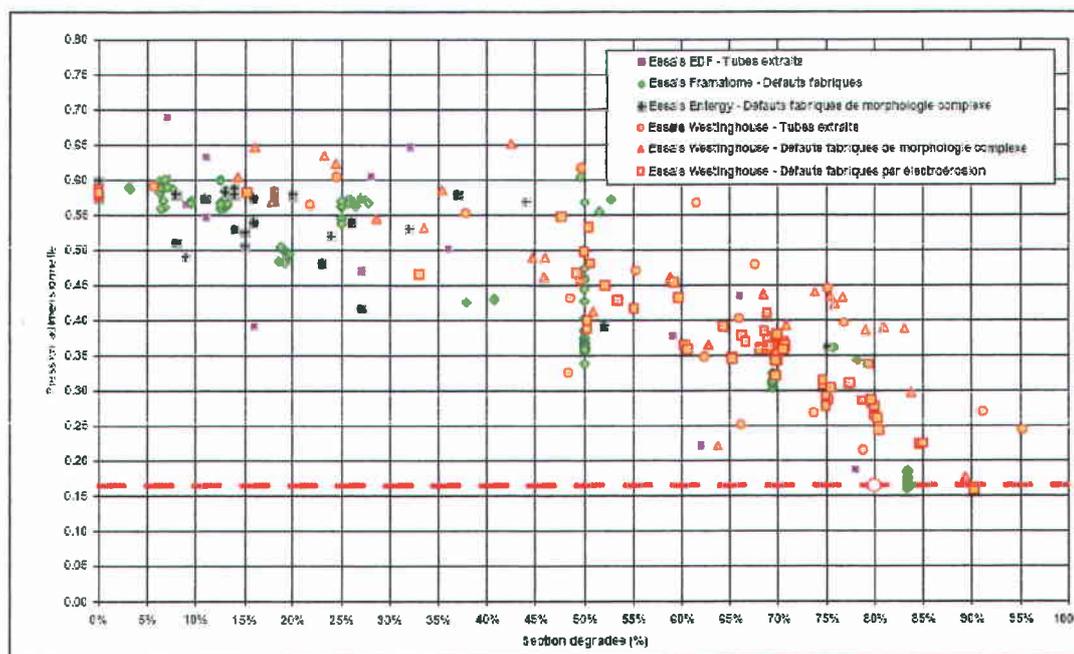


Figure 42 : synthèse des essais d'éclatement de tubes avec défauts circumférentiels

A partir de ce défaut critique en fin de cycle, EDF calcule différents défauts critiques en début de cycle en prenant en compte les cinétiques enveloppes suivantes :

- Cinétique IGA : +4% sur l'épaisseur par cycle d'un an
- Cinétique IGSCC : +140° sur toute l'épaisseur par cycle d'un an

Sont envisagés :

- un défaut axisymétrique d'IGA généralisée seul,
- un défaut traversant d'IGSCC seul,
- un défaut axisymétrique d'IGA en début de cycle qui provoquerait l'apparition de l'IGSCC en cours de cycle,
- un défaut combiné d'IGA de profondeur axisymétrique initiale -45% (limite de la doctrine de maintenance) et d'IGSCC.

Les résultats sont résumés dans le Tableau 28.

Type de défaut	Défaut critique en fin de cycle	Cinétique enveloppe	Défaut critique en début de cycle d'un an
IGA généralisée	80%	+4% /an	76%
IGSCC circonférentielle	80% (équivalent à une fissure traversante de 288°)	+140° /an	41% (équivalent à une fissure traversante de 148°)
IGA et IGSCC induit	80%	+4%/an et +140° /an	63% (IGA seule)
IGA et IGSCC	80%	+4%/an et +140° /an	45% (IGA) et 79° (IGSCC)

Tableau 28 : défauts critiques en début de cycle d'un an (valeurs EDF)

Pour EDF, les défauts critiques en début de cycle sont donc :

- IGA seul : 63%,
- IGSCC seul : 148° ,
- IGA et IGSCC : 45% d'IGA et d'étendue angulaire inférieure à 79° pour l'IGSCC.

Néanmoins, EDF a retenu des critères plus restrictifs en procédant au bouchage des tubes dont la profondeur moyenne d'endommagement par IGA est supérieure à 45% ainsi qu'au bouchage des tubes affectés d'une fissuration circonférentielle supérieure à 40% de l'épaisseur sur 50° .

4.4.2 POSITION NRC

Aux Etats-Unis, la NRC exige [53] que le niveau de chargement conduisant à l'éclatement ou la ruine des tubes prenne en compte les coefficients de sécurité de la section III de l'ASME à savoir un coefficient 3 en conditions normales (2^{ème} catégorie) et un coefficient 1,4 en situations accidentelles (4^{ème} catégorie). Les autres chargements doivent de plus être pris en compte s'ils contribuent à la ruine ou à l'éclatement du tube. Les chargements primaires devant être affectés d'un coefficient de 1,2 et les chargements secondaires d'un coefficient de 1 à condition de démontrer l'absence d'*elastic follow-up*. Le tableau suivant extrait du rapport [54] montre que, avec ces conditions, le défaut critique réévalué de la section dégradée ou PDA (Percent Degraded Area) se situe aux environ de 60% pour les GV Westinghouse de type 51 de Diablo Canyon.

L'IRSN rappelle que, comme indiqué au § 3.2.4, la sollicitation d'origine thermique provenant de la dilatation différentielle des tubes et des plaques doit être considérée comme primaire pour ce type de dégradation.

Case Description	Measure	Limiting Size		
		Existing SIPC (Pressure Only)	Revised SIPC: Test Equation	Revised SIPC: Hernalsteen Model
Diablo Canyon: Unlocked Tubes, Throughwall Circumferential Crack	PDA	64	75	>75
Diablo Canyon: Locked Tubes, Throughwall Circumferential Crack	PDA	64	56	60
Diablo Canyon: Unlocked Tubes, 360° Part-Throughwall Circumferential Crack	% TW	64	N/A	61
Diablo Canyon: Locked Tubes, 360° Part-Throughwall Circumferential Crack	% TW	64	N/A	45
Catawba 2: Unlocked Tubes, Throughwall Circumferential Crack	PDA	74	75	>75
Catawba 2: Unlocked Tubes, 360° Part-Throughwall Circumferential Crack	% TW	74	N/A	62

Tableau 29 : Défauts limites pour les GV Westinghouse selon [54]

Par ailleurs, le document [55] précise que la NRC estime le défaut critique à une section dégradée de 58% pour se prémunir contre la ruine du tube en cas de perte de réfrigérant primaire, cette valeur étant liée à la tolérance d'ovalisation du tube.

4.4.3 POSITION IRSN

Pour un tube maintenu latéralement et présentant une fissure circonférentielle en peau externe, la Figure 43 extraite de [50] représentant la pression d'éclatement en fonction de la section dégradée comprend 3 zones :

- jusqu'à 25% environ, la pression d'éclatement est celle du tube sain,
- au-delà la ruine est provoquée par l'ouverture du défaut,
- à partir de 77% de section dégradée environ, le mode de ruine est l'instabilité plastique du ligament restant sous traction axiale. C'est cette dernière zone qu'EDF considère dans son analyse.

L'IRSN pense, comme EDF, que pour de grands défauts circonférentiels, localisés au niveau des plaques entretoises, le mode de ruine le plus probable des tubes est effectivement l'instabilité plastique du ligament restant sous effet de fond ou traction axiale. Le gonflement reste en effet empêché par la plaque entretoise. La formule simplifiée utilisée par EDF suppose l'encastrement parfait des tubes au niveau des plaques entretoises. Comme le montre la Figure 43, les résultats sont plus pénalisants pour un tube sans appui latéral ou même avec un appui qui ne réalise pas un encastrement parfait.

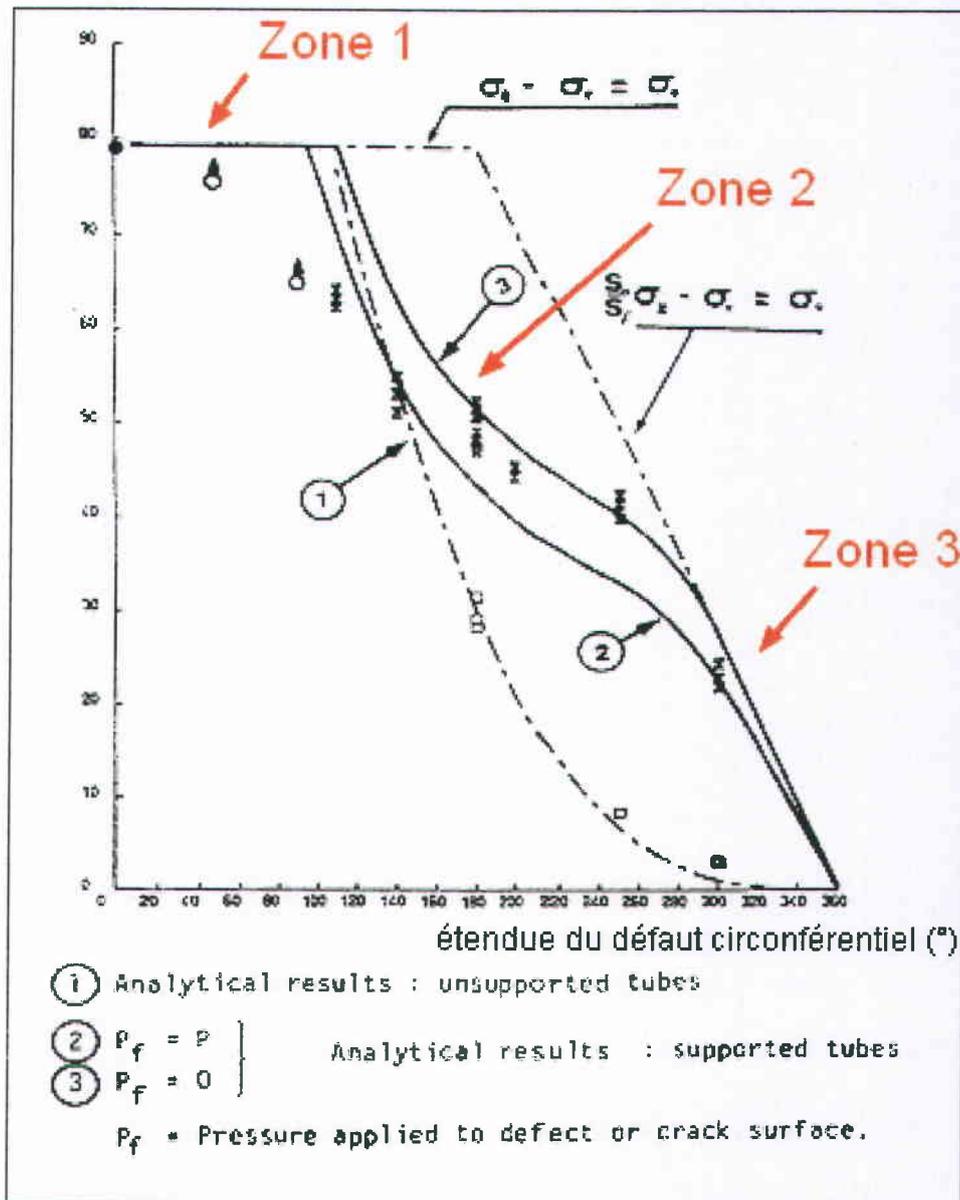


Figure 43 : pression d'éclatement de tubes avec défauts circulaires [50]

EDF n'a pas reporté les essais d'éclatement des tubes extraits de Bugey sur le diagramme de synthèse des essais de tubes avec défauts circulaires, arguant que le débit mesuré en fin d'essai était une pression de fuite et non une véritable pression d'éclatement. L'IRSN réfute cet argument car d'une part il s'agit d'un artefact lié au banc d'essai qui n'est pas capable de maintenir la pression et que d'autre part, dans le cadre d'une attaque par IGA, la rupture par délitement des joints de grain est précédée d'une fuite, ce qui ne rend pas le défaut inoffensif pour autant du fait de la perte de confinement. Enfin, plusieurs essais présentent une fissuration longitudinale ce qui est donc comparable à ce qui est fait dans le passé pour des défauts longitudinaux. En reportant les valeurs de Bugey 3 sur la Figure 44, celles-ci apparaissent significativement inférieures aux valeurs d'autres essais. Le fait qu'il s'agisse de défauts multiples avec pour certains une composante longitudinale n'arrange rien, comme l'a souligné EDF.

L'IRSN rappelle ensuite qu'aucun effet lié à la perturbation locale du champ de contrainte par exemple via des concentrations de contrainte dus notamment à une tache d'IGA n'est pris en compte par l'exploitant. Or pour de grands défauts, le champ de contrainte local présente de forts gradients ce qui risque d'accélérer la corrosion sous contraintes. De même, dans l'analyse de l'exploitant, les défauts circonférentiels sont assimilés à des défauts axisymétriques ce qui n'est pas conservatif si le tube n'est pas parfaitement encastré.

Enfin, les autres chargements, en particulier les contraintes d'origine thermique dans le cas de tubes encastrés, n'ont pas été considérés dans l'analyse d'EDF.

En résumé, l'incertitude sur les conditions d'appui réelles des tubes, l'absence de prise en compte des effets locaux et l'omission des chargements autres que la pression rendent d'autant plus nécessaire l'utilisation de coefficients de sécurité. Le critère retenu par EDF à savoir une pression d'éclatement de 172 bar correspondant à la différence de pression en 4^{ème} catégorie sans coefficient n'est donc pas acceptable. Cette position conduit d'ailleurs à un défaut critique nettement plus élevé que celui retenu par la NRC pour des GV équivalents.

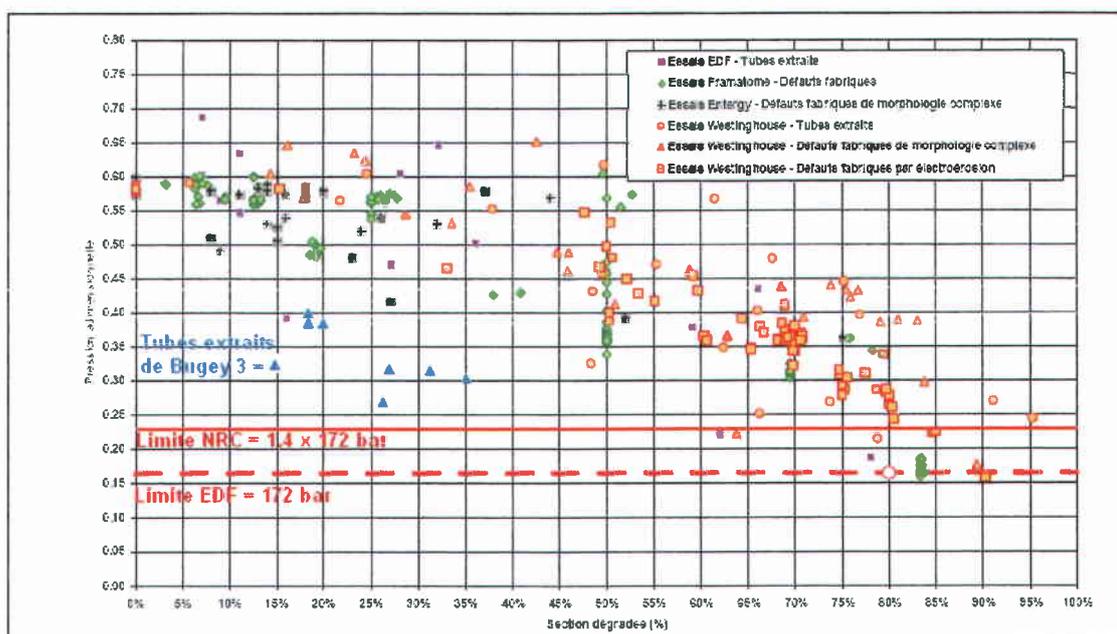


Figure 44 : synthèse des essais d'éclatement de tubes avec défauts circonférentiels

Pour l'IRSN, comme indiqué dans son avis [17], la détermination du défaut critique doit se faire sur la base de valeurs de géométrie et de matériaux minimales et prendre en compte a minima les coefficients de sécurité indiqués par les arrêtés de 1974 concernant la conception et de 1999 qui s'applique à la surveillance de l'exploitation d'une structure dégradée. La prise en compte de coefficients de sécurité explicite est d'autant plus nécessaire que les contraintes générées par la dilatation thermique différentielle des plaques n'ont pas été prises en compte. Le tableau suivant rappelle les coefficients pour ces deux arrêtés pour différents dommages dont l'instabilité plastique.

Domage	1 ^{ère} catégorie	3 ^{ème} catégorie	4 ^{ème} catégorie
Déformation excessive (arrêté de 1974)	1,5	1,2	./.
Instabilité plastique (arrêté de 1974)	2,5	2	1,1
Instabilité (arrêté de 1999)	2	1,6	1,2
Instabilité élastique et élastoplastique (arrêté de 1974)	2,5	2	1,1
Différence de pression maximale ΔP	110 bar	165 bar	172 bar

Tableau 30 : Coefficients stipulés par les arrêtés du 26 février 1974 et du 10 novembre 1999 et ΔP maximales sur les tubes

En retenant une ruine du tube par instabilité plastique, la 3^{ème} catégorie apparaît donc comme la plus pénalisante puisque la pression que doit supporter le tube est de $2 \times 165 = 330$ bar. L'application de la même formule qu'EDF fournit un défaut circonférentiel critique qui vaut, selon l'IRSN, 225° ce qui représente une section dégradée de 62,5%. Cette position est globalement cohérente avec les valeurs affichées par la NRC.

A partir de ce défaut critique en fin de cycle, l'IRSN a recalculé le défaut critique en début de cycle pour un cycle normal d'un an et pour un cycle raccourci de 6 mois. Les valeurs sont présentées dans le Tableau 31. Les cinétiques sont les cinétiques enveloppes discutées au paragraphe 3.3 à savoir :

- Cinétique IGA : +120 μm sur l'épaisseur par cycle d'un an soit 10,4% pour l'épaisseur minimale des tubes (1,15 mm),
- Cinétique IGSCC : + 140° sur toute l'épaisseur par cycle d'un an.

Concernant les cas de cumul de cinétique de défaut effectués par EDF, l'IRSN estime qu'il s'agit de calculs peu réalistes dont le but est de donner simplement un ordre de grandeur.

Type de défaut	Défaut critique en fin de cycle	Cinétique enveloppe	Défaut critique en début de cycle d'un an	Défaut critique en début de cycle de 6 mois
IGA généralisée	62,5 %	+10,4% /an	52,1 %	57,3 %
IGSCC circonférentielle	62,5 % (équivalent à une fissure traversante de 225°)	+ 140° /an	85°	155°
IGA et IGSCC induit	62,5 %	+10,4%/an et + 140° /an	27% (IGA seule)	48 % (IGA seule)

Tableau 31 : défauts critiques en début de cycle d'un an et de 6 mois (valeurs IRSN)

En conclusion, pour l'IRSN les défauts critiques pour un cycle de fonctionnement de 6 mois sont les suivants :

- IGA seul : 48 %,
- IGSCC circonférentielle seule : défaut traversant sur 155° (43% de section dégradée).

Bien que l'IRSN ait retenu un cycle de 6 mois, ces défauts apparaissent plus petits que les défauts calculés par EDF et présentés au § 4.4.1. Néanmoins, ces défauts sont cohérents avec les critères de bouchage retenus par EDF. L'IRSN estime donc que les bouchages envisagés par EDF permettent de se prémunir d'une RTGV au prochain cycle de fonctionnement.

Néanmoins, l'IRSN rappelle aussi que l'utilisation de coefficients de sécurité est nécessaire et est exigée par la réglementation et conteste la démarche EDF à ce sujet.

5 SURETE ET SURVEILLANCE DES GV EN FONCTIONNEMENT

5.1 ASPECTS SURETE

Le faisceau tubulaire des GV fait partie du circuit primaire principal et à ce titre une de ses fonctions de sûreté est le confinement du fluide primaire. Cette fonction est particulièrement importante dans la mesure où les lignes de vapeur constituent un by-pass de la troisième barrière via les traversées de l'enceinte du bâtiment du réacteur. En conséquence, une perte d'étanchéité du faisceau tubulaire peut entraîner un risque de rejet de matières radioactives dans l'environnement. Le faisceau tubulaire des GV représente environ 90% de la surface du circuit primaire principal.

Ainsi que cela a été exposé dans le chapitre 2, les tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 sont fortement endommagés par la corrosion. A l'étranger, de nombreux exploitants ont un programme de maintenance basé sur les recommandations de l'EPRI et bouchent les tubes affectés de corrosion secondaire au droit des plaques entretoises sur un critère d'amplitude de signal CF en sonde axiale environ cinq fois plus bas que celui retenu par EDF. Les risques liés à la corrosion secondaire de l'alliage 600 MA sont donc mieux gérés au plan international d'autant plus que de nombreux exploitants étrangers ont terminé le remplacement des GV ayant des tubes de cette nuance ; c'est notamment le cas en Belgique et au Japon [13].

Pour l'IRSN, l'endommagement important des tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 résulte de plusieurs facteurs liés à des choix de conception, d'exploitation, de maintenance et de contrôle :

- Conception
 - un mauvais choix de matériau à la conception, l'alliage 600 MA qui est sensible à la corrosion sous tension en milieu primaire et secondaire,
- Exploitation
 - un choix non optimal du conditionnement chimique du fluide secondaire (un conditionnement à bas pH favorise la formation de dépôts d'oxydes),
 - le remplissage de l'interstice entre les tubes et les plaques entretoises par des oxydes conduit à une augmentation de la température et éventuellement des contraintes en paroi externe des tubes,
 - une pollution du GV de la boucle 1 par du plomb,

- l'absence de nettoyages chimiques²⁰ qui auraient pu ralentir la corrosion et auraient pu faciliter l'interprétation des résultats des contrôles non destructifs (les signaux CF du procédé SAX sont perturbés par les dépôts magnétiques),
- une politique d'exploitation conduisant à colmater les fissures et à limiter ainsi artificiellement le débit de fuite du primaire vers le secondaire en contournant l'esprit de la Règle de Fonctionnement à Fuite Faible (ce point est détaillé dans le paragraphe 5.2),
- Maintenance
 - une trop grande confiance tirée de l'analyse du REX pour établir une prévision de la durée de vie des GV notamment à partir du suivi de l'évolution du taux de bouchage,
 - un manque de questionnement sur la stabilité des mécanismes d'endommagement connus et sur l'apparition éventuelle de nouveaux mécanismes ; le programme de maintenance est bien adapté au suivi des dégradations connues mais n'est pas suffisamment anticipatif ou exploratoire [43],
- Contrôles
 - des performances limitées des moyens de contrôle de base (procédé SAX) et un périmètre très restreint pour la caractérisation de l'endommagement au droit des plaques entretoises par une sonde tournante (procédé S10),
 - une qualification des procédés de contrôle limitée à la reproductibilité pour les procédés SAX et S10 et à la fissuration mono-amorcée pour le procédé STT,
 - l'absence d'une utilisation périodique de moyens d'expertise non destructifs pour caractériser au mieux l'endommagement des tubes et d'un programme d'étude des meilleures technologies disponibles (sondes courants de Foucault multiéléments, procédés de contrôle ultrasonore),
 - l'absence d'un programme d'expertise de l'endommagement au droit des plaques entretoises percées fondé sur l'extraction périodique de tronçons de tubes.

EDF a fondé son analyse mécanique uniquement sur l'évaluation du risque de RTGV. Pour l'IRSN, cette approche est nécessaire car, selon l'analyse présentée dans le Rapport Définitif de Sécurité (RDS) du palier CPO, la probabilité d'occurrence d'une RTGV doit demeurer très faible (accident de troisième catégorie) et EDF doit mettre en œuvre les meilleures pratiques d'exploitation, de maintenance et de contrôles pour maintenir au niveau le plus bas possible la probabilité d'occurrence d'une RTGV.

Ainsi que cela a été exposé dans le chapitre 4, l'IRSN considère qu'il est nécessaire de boucher les tubes affectés au droit des plaques entretoises par une corrosion par IGA de profondeur moyenne supérieure à 45% afin de se prémunir d'un risque de RTGV.

Cependant, un critère de bouchage exprimé en termes d'endommagement moyen sur la circonférence du tube peut conduire à laisser en service des tubes avec des taches d'IGA pouvant localement être très profondes. Le cas extrême serait un tube affecté par un endommagement hypothétique d'IGA de profondeur 100% sur 160°. Ce type de défaut n'a pas été observé à Bugey 3, en revanche des endommagements par IGA très profonds ont été observés localement au droit des plaques entretoises et pourraient être laissés en service. Ainsi, le tronçon L34C57E1

²⁰ Le dernier nettoyage chimique d'un GV équipé de plaques entretoises percées date de 1991 (Fessenheim 2).

présente un endommagement par IGA d'une profondeur maximale de 1200 μm comme le montre la Figure 45 alors que les résultats de contrôle n'atteignent pas les critères d'obturation proposés pour Bugey 3 :

- amplitude SAX égale à 1,52 Volts pour un critère en amplitude supérieure à 2 Volts,
- indication STT déclassée pour un critère correspondant à une indication STT notable,
- indicateur de section dégradée SD égal à 23 mm^2 pour un critère SD supérieure à 40 mm^2 .

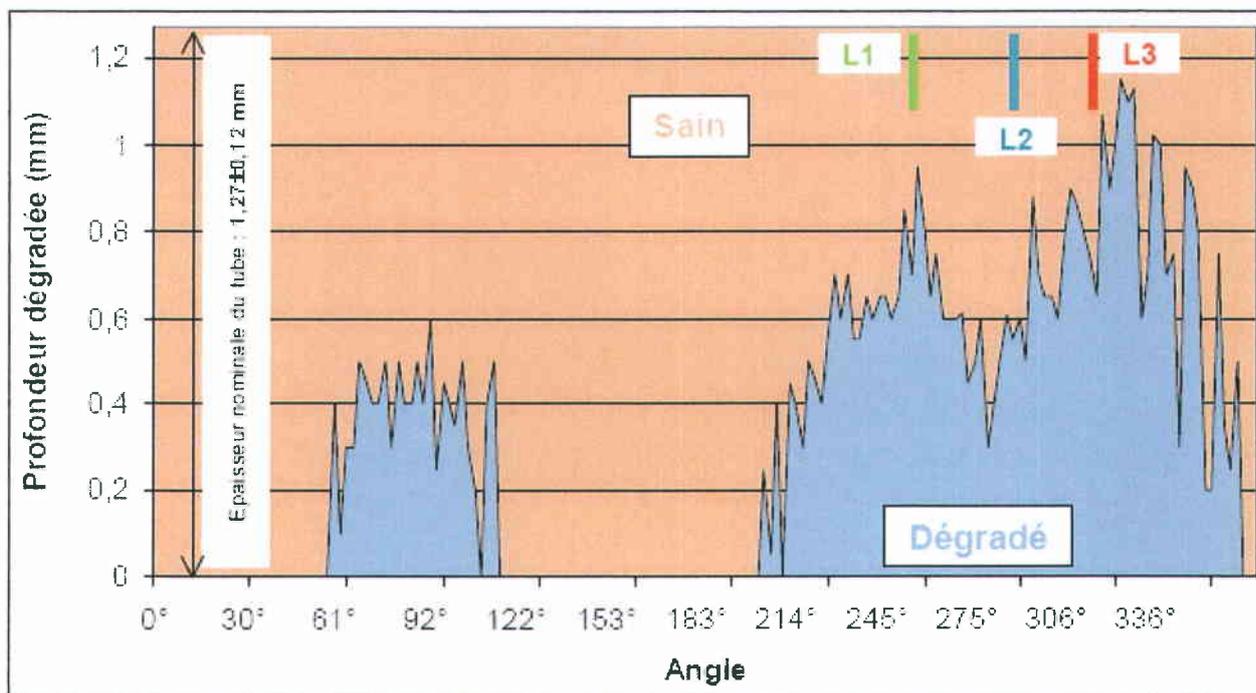


Figure 45 : Tronçon L34C57PE1, profil d'endommagement par analyse du plan de rupture

Pour l'IRSN, le choix de laisser en service des tubes localement très dégradés peut conduire à une perte d'étanchéité de la deuxième barrière de confinement. L'IRSN considère que cette situation est inacceptable au regard de la sûreté de l'installation et des risques de rejet de matières radioactives dans l'environnement. De plus, le comportement d'un tube affecté par une corrosion de type IGA profonde ou par une fissuration de type IGSCC traversante d'orientation circonférentielle n'est pas connu en termes d'étanchéité et le cas échéant en termes d'évolution du débit de fuite. Aucun élément tiré du REX d'EDF ou du REX international ne permet de savoir si la Règle de Fonctionnement à Fuite Faible permettrait d'éviter une fuite importante ou une RTGV pour ce type de dégradation. En effet, même en cas d'arrêt du réacteur dès la détection de la fuite, la procédure de dépressurisation du primaire pourrait prendre un temps très supérieur à celui de l'évolution de l'endommagement par, à titre d'exemple, le "déchaussement" de grains aux joints affectés par l'IGA.

Le bouchage des tubes affectés par un endommagement par IGA profond vise à restaurer la première ligne de défense, la seconde restant la Règle de Fonctionnement à Fuite Faible présentée dans le paragraphe 5.2. En d'autres termes, EDF doit avoir pour objectif de ne pas se mettre a priori en situation comportant un risque de fuite notable, la Règle de Fonctionnement à Fuite Faible faisant partie d'une autre ligne de défense.

Dans l'objectif d'assurer, a priori, pendant tout le cycle de fonctionnement de Bugey 3 l'étanchéité des tubes de GV en cohérence avec l'exigence de confinement de la seconde barrière, l'IRSN recommande qu'EDF bouche tous les tubes affectés par un endommagement par IGA profonde ou par IGSCC d'orientation circonférentielle pouvant conduire à une perte notable de l'étanchéité du faisceau tubulaire.

Conformément à la doctrine d'EDF, les fissures d'IGSCC dont l'orientation principale est longitudinale et dont la longueur est inférieure ou égale à la hauteur de la plaque peuvent être laissées en service. L'IRSN considère, pour cette dégradation, que l'analogie entre le pied de tube et la zone sous plaque entretoise percée est acceptable. Pour l'IRSN, les études du comportement mécanique et de la cinétique de ces fissures en pied de tube est transposable à la zone sous plaque entretoise ainsi que la pertinence de la règle de fonctionnement à fuite faible.

5.2 SUIVI EN FONCTIONNEMENT DES FUITES DU PRIMAIRE VERS LE SECONDAIRE

La dégradation spécifique des GV et tout spécialement du GV de la boucle 1 de Bugey 3 constatée lors des contrôles réalisés lors de l'arrêt 2009-2010 amène à se poser la question de la surveillance en service en cas de redémarrage de cette tranche.

Règle de Fonctionnement à Fuite Faible (DT24)

La Règle de Fonctionnement à Fuite Faible (R3F) est une disposition qui a été introduite par EDF pour la surveillance en fonctionnement de l'étanchéité du faisceau tubulaire des GV du palier 900 MWe [75]. Initialement, cette disposition concernait spécifiquement les GV *"dont les tubes présentent ou peuvent présenter, principalement, des fissurations complexes par corrosion sous contrainte en zone de transition de dudgeonnage"*. Cette règle constitue une ligne de défense supplémentaire par rapport aux exigences de conception, de fabrication, de maintenance à l'arrêt et d'exploitation des GV qui doivent normalement conduire à garantir l'étanchéité de la deuxième barrière de confinement en fonctionnement normal et pour des transitoires accidentels. L'application du PBMP doit en effet apporter la garantie de l'étanchéité des tubes en fonctionnement. La surveillance en service des fuites du primaire vers le secondaire est une disposition complémentaire permettant de surveiller le niveau d'étanchéité des tubes. Dans l'hypothèse où une fuite confirmée serait détectée, EDF prévoit d'arrêter le réacteur afin de réaliser l'action de maintenance suivante : *"l'arrêt qui suit l'application de la règle a pour objectif d'identifier et boucher le tube défectueux, avant que le défaut ne risque d'atteindre une dimension qui pourrait provoquer son instabilité et l'éclatement du tube en situation accidentelle de dépressurisation du secondaire"*.

Dans l'esprit initial de la R3F, l'évolution du débit de fuite provient d'un seul défaut dont l'orientation est longitudinale (problématique de la fissuration en pied de tube dans les années 90) : *"Une décision d'arrêt de tranche doit être prise en présence d'une fuite confirmée sur un générateur de vapeur concerné. On appelle fuite confirmée, notion qui se rapporte à un seul défaut, une fuite dont l'influence sur le débit global de fuite mesuré est suffisamment différenciée des variations de débits correspondant aux cas précédemment identifiés."*[76].

La R3F distingue deux familles de GV :

- la famille F1 concerne des GV équipés d'un faisceau tubulaire réputé étanche (GV sans Dudgeonnage Amélioré Mécaniquement ou DAM, GV avec tubes de fabrication SANDVIK et GV avec des tubes en alliage traité thermiquement)
- la famille F2 regroupe des GV pour lesquels un risque de perte d'étanchéité est identifié pour un mécanisme d'endommagement connu (GV avec tubes en alliage 600 MA et avec DAM).

Les GV de Bugey 3 ne comportent pas de DAM en pied de tube. Ils appartiennent à la famille F1.

Le moyen le plus rapide et le plus précis pour détecter et quantifier une fuite du primaire vers le secondaire quand le réacteur est à plus de 20% de sa puissance nominale est l'utilisation des chaînes de mesure de la radioactivité gamma situées au niveau des lignes de vapeur principale (KRT VVP). La chaîne KRT VVP N16 mesure l'activité de l'azote 16 issu de l'activation de l'oxygène par les neutrons dans la cuve. L'azote 16 est un émetteur gamma de haute énergie (6,35 MeV) et de très courte période (7,1 s).²¹

La R3F définit différents domaines d'exploitation en fonction de la famille des GV :

- un domaine d'exploitation normale (application des STE),
- un domaine d'exploitation avec surveillance renforcée imposant un relevé de mesure de la chaîne KRT VVP azote 16 et une surveillance par des analyses chimiques en cas d'indisponibilité d'une chaîne VVP N16 (par exemple, le dosage de la concentration en bore dans le secondaire),
- un domaine d'exploitation avec surveillance renforcée et arrêt sous 7 jours.

Les principaux critères et actions associés à la R3F initiale ont été intégrés dans les STE. Concernant les GV de Bugey 3, la déclinaison des STE et de la R3F quant au suivi des fuites du primaire vers le secondaire se traduit par les critères et les actions décrites dans le Tableau 32.

²¹ Des méthodes manuelles permettent également de quantifier le débit de fuite du circuit primaire vers les circuits secondaires : mesure de la concentration en tritium (mesure globale), en lithium (purge APG), des radionucléides (APG), des gaz rares sur CVI (incondensables).

Critère (Q= débit de fuite)	Action	Référentiel
Q > 70 l/h	Appliquer le DOS	STE CPO
Q > 20 l/h	Repli de la tranche en AN/RRA sous 1 heure	STE CPO
Q > 5 l/h	Surveillance renforcée de Q Repli de la tranche en AN/RRA sous 7 jours	DT24
Q > 3 l/h	Surveillance renforcée de Q	DT24
Critères dynamiques $\Delta Q > 3$ l/h en moins de 24 heures $\Delta Q > 1$ l/h par jour pendant trois jours consécutifs ΔQ d'un GV par rapport aux débits des autres augmente de plus de 3 l/h en moins de trois jours	Arrêter tout fonctionnement en suivi de charge et réglage de fréquence Repli de la tranche en AN/RRA sous 7 jours	STE-CPO
Indisponibilité d'une chaîne KRT VVP N16	Arrêt du fonctionnement de la tranche en suivi de charge	DT24
	Si une chaîne est indisponible, la réparation doit être effectuée sous 14 jours Une mesure de l'activité secondaire doit être réalisée toutes les 12 heures	STE-CPO

Tableau 32 : Déclinaison des STE et R3F quant au suivi du débit de fuites I/II à Bugey 3

Demande Particulière 203

La demande particulière DP203 a été mise en place sur le parc EDF pour faire suite aux dégradations par fatigue vibratoire observées à Cruas 1, Cruas 4 (problématique liée au colmatage des plaques quadrifoliées) et à Fessenheim 2 (problématique liée aux cintres en anomalie de soutien) [78]. Cette demande a pour objectif le renforcement de la détection d'une fuite évolutive du primaire vers le secondaire et sa gestion. Trois mesures principales sont prescrites :

- l'optimisation du seuil de mise en alerte de l'équipe de conduite,
- l'optimisation du seuil d'entrée dans le DOS,
- une amélioration de la disponibilité du dispositif de détection des fuites.

Ces mesures sont détaillées ci-après.

La tranche de Bugey 3 n'a pas été intégrée initialement dans le périmètre de la DP203 qui ne concernait que la problématique liée au colmatage des plaques entretoises pour les GV de type 51B, 51Bi et 51M. La fuite du primaire vers le secondaire survenue à Fessenheim 2 en 2008 a amené EDF à étendre le périmètre de la DP 203 aux GV de type 51A au titre de la problématique liée aux tubes en anomalie de soutien. La demande DP203 s'applique donc à ce jour à Bugey 3.

La déclinaison de la demande DP203 pour Bugey 3 comporte :

- le réglage du seuil 1 des chaînes KRT VVP à une valeur aussi proche que possible du bruit de fond plus 1 litre par heure, compatible avec les conditions d'exploitation de la tranche,
- le repli de la tranche sous AN/RRA sans délai après la confirmation d'une fuite, le réglage du seuil 1 des chaînes KRT VVP contribue à ce diagnostic précoce,
- le réglage du seuil des alarmes d'entrée dans le DOS des chaînes KRT/CVI et KRT/APG dans une plage se situant entre deux et trois fois le bruit de fond,
- réacteur en puissance, en cas d'indisponibilité d'une des chaînes KRT/VVP de retrouver la disponibilité de la chaîne dans un délai de 3 jours, à défaut de replier la tranche en AN/GV aux conditions de connexion du RRA, d'arrêter le suivi de charge pendant l'indisponibilité,
- réacteur en puissance, d'amorcer le repli en AN/GV aux conditions de connexion du RRA sous 8 heures en cas d'indisponibilité cumulée d'une chaîne KRT VVP et d'une chaîne KRT APG d'un même GV,
- réacteur en puissance, d'amorcer le repli en AN/GV aux conditions de connexion du RRA sous 1 heure en cas d'indisponibilité cumulée d'une chaîne KRT VVP et d'une chaîne KRT APG d'un même GV et de la chaîne CVI,
- de vérifier que les équipes de conduite ont réalisé un recyclage sur simulateur incluant une RTGV dans les 12 derniers mois environ et dans le cas contraire de réaliser un recyclage au plus tôt,
- de suspendre le suivi de charge en cas de défaut de gainage du combustible avéré,
- de vérifier le bon réglage des vannes VCD atmosphère et condenseur (équivalent du GCT pour le palier CP0).

Analyse de l'application de la R3F et de la DP 203 pour les GV de Bugey 3

La moyenne du taux de fuite du primaire vers le secondaire lors du dernier cycle de fonctionnement de Bugey 3 est donnée dans le Tableau 33 pour les trois boucles primaires.

	Boucle 1	Boucle 2	Boucle 3
Taux de fuite moyen en l/h	1,1 l/h	< 0,5 l/h	0,6 l/h

Tableau 33 : Taux de fuite moyen des GV de Bugey 3 lors du dernier cycle de fonctionnement

Le taux de fuite du GV de la boucle 1 est en moyenne le plus élevé ce qui est cohérent avec son niveau d'endommagement plus important que celui des deux autres GV (cf. le Tableau 8). Il est inférieur aux critères conduisant à un arrêt du réacteur au titre de la R3F. Cependant, pour certaines conditions d'exploitation du réacteur et en particulier les transitoires de montée en puissance, la valeur instantanée du taux de fuite peut être nettement plus élevée. Ainsi lors de la divergence du 25 mars 2009, peu de temps avant l'arrêt programmé du réacteur, le taux de fuite instantané s'est approché de la valeur de 5 l/h pour la boucle 1. EDF a alors réduit la puissance du réacteur (courbe en noir foncé de la Figure 46) et le taux de fuite a diminué à l'issue d'un palier de fonctionnement à une puissance de 65% de la puissance nominale. Lors de la remontée de puissance avec un gradient plus faible, le taux fuite est resté inférieur à 3 l/h.

Ces actions de conduite correspondent à la stratégie générale d'EDF de réduction des fuites du primaire vers le secondaire pour les GV endommagés. Cette stratégie peut se résumer ainsi [80] :

"Il existe deux solutions possibles pour diminuer le débit de fuite P/S :

- *réaliser un bouchage préventif sur les tubes responsables de la majeure partie des fuites,*
- *favoriser la précipitation d'oxydes métalliques dans les micro-fissures lors des prises de charge au redémarrage de la tranche afin de colmater naturellement les fissures.*

La première solution n'est pas à retenir car le REX montre que la corrélation entre le bouchage préventif et la réduction significative du débit de fuite P/S est difficile à établir. En effet, pour pouvoir réaliser un bouchage qui réduirait significativement le débit de fuite P/S, il faudrait pouvoir déterminer les quelques tubes qui participent majoritairement à la fuite P/S. Or les fuites P/S sont dues à la somme de micro-fuites issues des micro-fissures des tubes GV. Il est donc impossible de réduire significativement la fuite P/S sans entraîner un surbouchage massif (analyse confirmée par l'UNIE).

La deuxième solution est donc la seule offrant des perspectives de réussite probant, mais elle nécessite la maîtrise de nombreux paramètres."

Les paramètres influents pour la précipitation d'oxydes métalliques dans les fissures sont les suivants :

- la température du primaire,
- le pH du primaire,
- l'augmentation de la différence de pression entre le primaire et le secondaire,
- la concentration du primaire en oxydes métalliques dissous.

L'IRSN rappelle que le suivi de l'évolution des fuites du primaire vers le secondaire en fonctionnement a pour objectif de détecter de façon précoce une perte d'étanchéité significative du faisceau tubulaire comme par exemple une usure par un corps migrant ou l'ouverture d'une fissure traversante. Cette surveillance de l'étanchéité du faisceau tubulaire en fonctionnement a récemment permis d'éviter que les fissures de fatigue d'orientation circonférentielle observées à Cruas 4, Cruas 1 et Fessenheim 2 ne poursuivent leur évolution et conduisent à observer une RTGV. Concernant le faisceau tubulaire des GV de Bugey 3, la stratégie de conduite favorisant le colmatage des microfissures par les oxydes contenus dans le fluide primaire pourrait masquer une évolution anormale et lente de l'état d'endommagement des tubes en particulier en ce qui concerne la corrosion par IGA au droit des plaques entretoises.

Pour l'IRSN, le colmatage volontaire des microfissures par des actions pouvant favoriser la corrosion de la paroi du circuit primaire principal est une stratégie d'exploitation contraire à la culture de sûreté qui doit conduire à conserver les matériels dans le meilleur état possible et à minimiser le terme source. C'est également une pratique contraire à l'esprit de la R3F qui a pour objet la détection précoce d'une perte d'étanchéité. Pour l'IRSN, les seules actions adaptées à la perte d'étanchéité d'un tube sont le bouchage et le remplacement des GV pour un endommagement du faisceau tubulaire de grande ampleur tel que celui observé sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

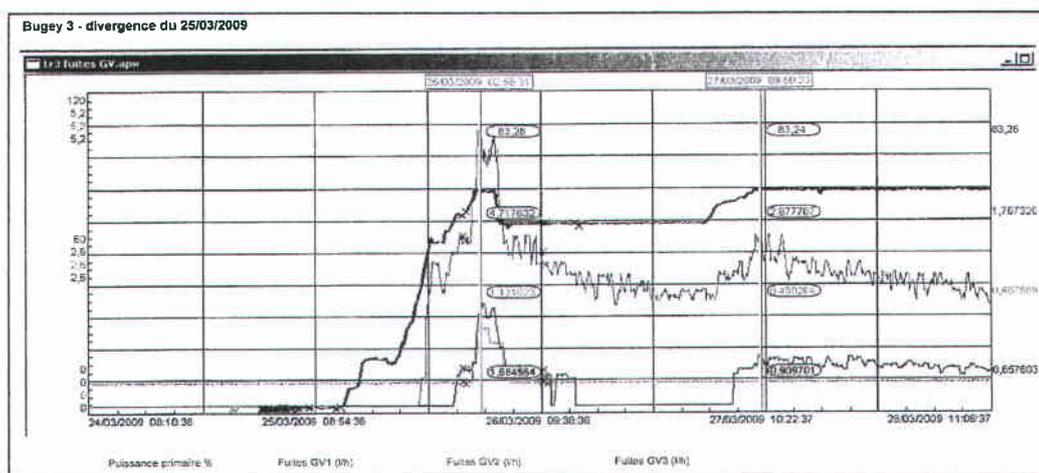


Figure 46 : Bilan des fuites I/II pour les trois boucles de Bugey 3, divergence du 25/03/2009

Le but initial de la R3F était de prendre en compte la connaissance de l'état dégradé des pieds de tubes vis-à-vis de la fissuration longitudinale et des mécanismes associés guidant leur évolution. Ceci était fait de façon à s'affranchir d'un certain nombre d'arrêts fortuits qui n'étaient pas forcément nécessaires en cas de fuite au vu des problèmes identifiés. C'est ce qui a conduit, non pas à tolérer des fuites en service, mais à tolérer de continuer à exploiter temporairement, soit avec une surveillance dite renforcée, soit avec des restrictions d'exploitation, soit de donner des délais raisonnables d'arrêt. Exploiter temporairement car, bien sûr, le principe est d'assurer le confinement du fluide primaire, et les fuites persistantes des tubes de GV sont de fait non compatibles avec cet objectif de sûreté et de radioprotection. La deuxième raison est évidemment de se prémunir contre une évolution non maîtrisée (au sens que lui donne EDF, c'est à dire non parfaitement connue) des fissures menant au risque de RTGV.

Cette souplesse accordée à EDF pour déroger à la fonction de confinement du circuit primaire principal visait à éviter les arrêts fortuits injustifiés au regard du risque encouru. Cette règle de fonctionnement a été adoptée pour un mécanisme particulier qui n'est pas celui spécifique au cas des tubes GV de Bugey 3. Pour Bugey 3, la corrosion en milieu secondaire au droit des plaques entretoises conduisant à observer malgré les dispositions du programme de maintenance de nombreuses fissures circonférentielles ne correspond pas à un mécanisme *maîtrisé*. Il n'est donc pas normal de considérer comme acquis de considérer la DT24 comme applicable sans analyse. En particulier, le sujet de l'évolution des fuites versus l'évolution des dégradations qui sont spécifiques et de nature différente doit être abordé.

5.3 ANALYSE IRSN POUR LE PROCHAIN CYCLE DE FONCTIONNEMENT

L'IRSN observe que le classement des GV de Bugey 3 dans la famille 1 au sens de la DT24 et l'application de la DP203 au titre du suivi renforcé en service de tubes en alliage 600 MA constituent des dispositions exigeantes permettant de détecter rapidement une évolution anormale du débit de fuite du primaire vers le secondaire. Le bouchage des tubes en anomalie de soutien de la tranche de Bugey 3 lors de l'arrêt 2009 pourrait cependant conduire EDF à vouloir retirer cette tranche du périmètre de la DP203.

L'IRSN recommande qu'EDF maintienne la demande particulière DP203 renforçant le suivi des fuites du primaire vers le secondaire pour la tranche de Bugey 3 comme prévu dans l'indice 5 de cette demande jusqu'au remplacement des générateurs de vapeur.

Le taux d'indisponibilité des chaînes KRT VVP N16 de Bugey 3 pour les cinq derniers cycles de fonctionnement est précisé dans le Tableau 34. Le taux d'indisponibilité est en moyenne faible. La valeur maximale lors des cinq derniers cycles de fonctionnement a été de 1,4% pour la chaîne KRT 68 MA lors du vingt-troisième cycle de fonctionnement.

Cycle	Boucle 1 KRT 68 MA	Boucle 2 KRT 69 MA	Boucle 3 KRT 70 MA
20	0,1%	0,1%	0,1%
21	0,8%	0,2%	0,4%
22	0,1%	0,1%	0,1%
23	1,4%	0,1%	0,5%
24	0,2%	1,1%	0,5%

Tableau 34 : Taux d'indisponibilité des chaînes KRT VVP N16 de Bugey 3

Le taux d'indisponibilité des chaînes KRT APG (mesure de l'activité gamma au niveau de la purge des GV) et de la chaîne KRT CVI (mesure de l'activité bêta des gaz rares au niveau du condenseur) est indiqué dans le Tableau 35. Le taux d'indisponibilité de la chaîne KRT CVI est très faible (valeur minimale de 0,2% au cycle 20). Le taux d'indisponibilité des chaînes KRT APG est assez faible avec cependant une valeur plus haute de 2,2% de la chaîne KRT 02 MA de la boucle 1 au cycle 22.

Cycle	Activité gamma à la purge des GV (APG)			Activité bêta gaz rares au niveau du condenseur (CVI)
	Boucle 1 KRT 02 MA	Boucle 2 KRT 03 MA	Boucle 3 KRT 04 MA	KRT 09 MA
20	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
21	0,4%	0,7%	1,1%	0,1%
22	2,2%	1,1%	0,2%	0,1%
23	0,2%	0,1%	0,3%	0,1%
24	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%

Tableau 35 : Taux d'indisponibilité des chaînes KRT APG et CVI de Bugey 3

Les dispositifs permettant de détecter une fuite du primaire vers le secondaire présentent une redondance nécessaire en cas d'indisponibilité d'une chaîne de mesure, ce qui ne constitue pas un événement rare ainsi que le montre le REX de Bugey 3 pour les cinq derniers cycles de fonctionnement. Cependant, les chaînes de mesure qui offrent les meilleures performances en termes de sensibilité, de précision et de temps de réponse quand la puissance du réacteur est supérieure à 20% de sa puissance nominale sont les chaînes KRT VVP N16. Le temps de réponse des chaînes KRT APG et KRT CVI est plus long et leur sensibilité dépend fortement de l'activité du primaire. Les conditions d'exploitation doivent par ailleurs favoriser l'obtention d'une activité la plus faible possible pour le milieu primaire. Pour l'IRSN, l'exploitation des chaînes KRT VVP N16 avec un seuil d'alerte S1 réglé au niveau le plus bas possible constitue le meilleur dispositif pour détecter de façon précoce l'endommagement inattendu d'un tube de GV. En conséquence, l'IRSN considère qu'EDF doit rechercher le meilleur taux de disponibilité possible pour ces chaînes.

En ce qui concerne Bugey 3, l'IRSN recommande qu'EDF procède à l'arrêt du réacteur en cas d'indisponibilité d'une chaîne KRT VVP N16.

Une non-conformité de la valeur de réglage du bruit de fond des chaînes KRT VVP N16 a été détectée en 2009 sur le palier N4 [79]. L'origine de cet écart remonte au premier démarrage des tranches. Dans son analyse des conséquences potentielles de cet écart, EDF précise dans l'annexe de la déclaration : *"Les conséquences de l'écart relatif au paramétrage du bruit de fond conduisent à sous-estimer le débit de fuite primaire/secondaire d'environ 6 l/h à 100% Pn quel que soit le débit de fuite."* Cet écart a été résolu pour le palier N4 par l'implantation de paramètres corrigeant le calcul du bruit de fond dans les Indicateurs Numériques de Radioactivité (INR) des chaînes KRT VVP N16. EDF mène actuellement une analyse complémentaire pour déterminer si les paliers 900 et 1300 MWe sont concernés par cet écart.

Compte tenu du rôle important des chaînes KRT VVP N16 pour la détection précoce d'une fuite du primaire vers le secondaire et du niveau d'endommagement par corrosion des GV de Bugey 3 et de Fessenheim 2, l'IRSN recommande qu'EDF détermine au plus tôt les conséquences pour le palier CP0 de l'écart sur la mesure du débit de fuite observé pour ces chaînes de mesure sur le palier N4.

6 CONCLUSIONS

Une indication de fissuration circumférentielle a été détectée dans le tube L12C32 en branche chaude du GV de la boucle 1 de Bugey 3 au droit de la plaque entretoise n°2 lors des contrôles réalisés pendant l'arrêt 2009 du réacteur pour rechargement et visite périodique. C'est la première fois qu'une indication d'orientation circumférentielle est observée au droit d'une plaque entretoise inférieure sur le parc EDF. Lors de la tentative d'extraction du tronçon de tube affecté par cette indication, le tube s'est rompu au droit de la plaque entretoise n°1. L'expertise du tronçon rompu a permis d'identifier, dans le plan de rupture, une fissuration par corrosion sous tension de type intergranulaire (IGSCC²²) ayant une orientation circumférentielle. Cet endommagement n'avait pas été détecté par les moyens de contrôle mis en œuvre dans le cadre des visites périodiques. EDF a donc entrepris de caractériser au moyen d'un programme d'expertise l'endommagement des tubes des GV de Bugey 3. Ce programme d'expertise a permis de détecter plus d'une trentaine d'indications de fissuration d'orientation circumférentielle pour le GV de la boucle 1. Les gestes de maintenance nécessaires et l'élaboration d'un dossier justifiant de la sûreté de fonctionnement ont conduit au maintien de cette tranche à l'arrêt depuis avril 2009.

Pour l'IRSN, l'importance de la fonction de confinement du faisceau tubulaire des GV aurait dû conduire EDF à programmer le remplacement des GV au plus tôt et à ne pas exploiter de manière durable des GV fortement endommagés. De plus, les GV de Bugey 3 sont considérés par EDF comme normalement étanches (famille 1 au sens de la Règle de Fonctionnement à Fuite Faible). EDF aurait donc dû s'interroger sur l'origine des fuites significatives observées notamment pour le GV de la boucle 1. EDF aurait dû enclencher plus tôt des actions complémentaires d'expertise afin de mieux connaître l'endommagement des tubes. En ce qui concerne les contrôles du faisceau tubulaire, l'IRSN rappelle que le procédé SAX détecte de manière globale un endommagement par corrosion au droit des plaques entretoises mais que les performances de ce procédé sont très limitées pour caractériser cet endommagement et sa cinétique [39]. C'est pourquoi la sonde tournante S10 est utilisée en complément. Un volume plus important de caractérisation de l'endommagement au droit des plaques entretoises avec le procédé S10 aurait pu alerter EDF sur l'ampleur de l'endommagement et la situation d'écart entre l'état d'endommagement avéré des tubes et la doctrine de maintenance.

A la suite de la détection de fissures d'orientation circumférentielle au droit des plaques entretoises du GV de la boucle 1, EDF a mis en œuvre un important programme de détection et de caractérisation de l'endommagement des tubes de GV pour lequel une technologie de contrôle basée sur l'utilisation d'une sonde multiéléments a été utilisée pour la première fois par EDF sur la quasi-totalité des zones sous plaque entretoise du GV de la boucle 1. Cette sonde a permis de détecter des indications circumférentielles qui ont été ensuite caractérisées avec une sonde STT/S10 développée spécifiquement pour le contrôle des zones sous plaque entretoise et également utilisée pour la première fois sur le parc, malgré une demande d'anticipation de l'ASN [43]. Ce contrôle a permis de caractériser une trentaine de fissures notables c'est-à-dire avec une profondeur supérieure à 40% et une extension angulaire supérieure à 50°. La technologie de contrôle par courants de Foucault multiéléments est disponible industriellement depuis de nombreuses années et a permis de mieux caractériser de nouvelles dégradations

²² IGSCC : InterGranular Stress Corrosion Crack

notamment en Allemagne pour l'alliage 800. Pour l'IRSN, ce moyen, pour le contrôle de base du faisceau tubulaire, est complémentaire au procédé SAX et dispose de bien meilleures performances pour la détection des fissures d'orientation circumférentielle. L'IRSN observe que ce procédé multiéléments est bien adapté à la recherche de fissures d'orientation circumférentielle sur toute la longueur des tubes et aurait pu être utilisé par EDF sur son parc de manière anticipée et volontariste avec l'objectif de se doter des meilleurs moyens de contrôle de base pour évaluer l'état de cette barrière de confinement.

Afin d'évaluer la pertinence des résultats de contrôle par rapport à l'état d'endommagement des tubes au droit des plaques entretoises, plusieurs tronçons de tubes ont été extraits du GV de la boucle 1 et sept ont été expertisés. Ce programme de contrôle et d'expertise est conforme aux précédentes recommandations de l'IRSN et les résultats obtenus montrent que sa mise en œuvre était indispensable. L'IRSN considère que les contrôles et les expertises complémentaires réalisés sur le faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 permettent à EDF d'avoir une bonne connaissance du niveau d'endommagement des tubes et de l'adéquation des procédés de contrôle vis-à-vis de la recherche et de la caractérisation de l'endommagement observé à Bugey 3.

EDF a ensuite procédé au bouchage des tubes dépassant les critères d'endommagements suivants :

- tubes comportant une indication de fissure d'orientation circumférentielle qui est notable au sens du procédé de contrôle STT, à savoir une profondeur supérieure à 40% et une extension angulaire supérieure à 50° ,
- tubes dont la section dégradée évaluée avec le procédé S10 est supérieure à 45% de la section nominale.

EDF a réalisé une analyse visant à montrer que les tubes comportant des défauts laissés en service ne présentent pas de risque de Rupture de Tube de Générateur de Vapeur (RTGV) pendant le prochain cycle de fonctionnement. L'analyse d'EDF prend en compte l'évaluation de la cinétique enveloppe de la corrosion et considère un chargement mécanique dimensionnant qui correspond à une dépressurisation rapide du circuit secondaire induite par la Rupture d'une Tuyauterie de Vapeur (RTV). EDF a vérifié que tous les tubes présentant une dégradation inacceptable vis-à-vis de ce risque ont bien été bouchés. Dans son modèle mécanique, EDF ne prend pas en compte de coefficients de sécurité. L'IRSN rappelle que l'utilisation de coefficients de sécurité est exigée par la réglementation et conteste la démarche EDF à ce sujet.

L'IRSN note cependant que les critères d'obturation des tubes sont quasi conformes à la doctrine de maintenance d'EDF et aux recommandations précédentes de l'IRSN. L'analyse des actions de maintenance réalisées sur le faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 lors de l'arrêt 2009-2010 et notamment le bouchage de tubes défectueux conduit l'IRSN à conclure que la position d'EDF concernant l'absence de risque significatif de RTGV pour le prochain cycle de fonctionnement est acceptable.

L'IRSN observe que le niveau d'endommagement très élevé de nombreux tubes du GV de la boucle 1 de Bugey 3 pourrait conduire à observer lors du prochain cycle de fonctionnement une fuite notable du circuit primaire vers les circuits secondaires. En effet, le critère de bouchage exprimé en termes de section dégradée de la paroi du tube inférieure ou égale à 45% sur 360° conduit à laisser en service des tubes avec des défauts volumiques de

grande profondeur. Le cas extrême serait un tube affecté par un endommagement hypothétique d'IGA²³ de profondeur 100% sur 160°. Les éléments de compréhension sur l'origine et l'évolution de défauts de type plan avec une orientation circonférentielle (IGSCC) sont actuellement très limités de l'aveu même d'EDF. Il est par conséquent difficile de prédire le comportement de défauts de type IGA et IGSCC d'orientation circonférentielle laissés en service en termes d'étanchéité. C'est donc la première ligne de défense utilisée dans la démonstration de sûreté et relative à la garantie de confinement assurée par la seconde barrière (avec un by-pass de la troisième) qui est affaiblie. Pour l'IRSN, cette situation n'est pas acceptable. En conséquence, dans l'objectif d'assurer a priori pendant tout le cycle de fonctionnement de Bugey 3 l'étanchéité des tubes de GV en cohérence avec l'exigence de confinement de la seconde barrière, l'IRSN recommande qu'EDF bouche tous les tubes affectés par un endommagement par IGA profonde ou par IGSCC d'orientation circonférentielle pouvant conduire à une perte notable de l'étanchéité du faisceau tubulaire. L'IRSN considère en effet que les critères retenus par EDF ne permettent pas de se prémunir du risque d'apparition d'une fuite notable en service.

La Règle de Fonctionnement à Fuite Faible a été établie pour un endommagement de type fissuration d'orientation longitudinale en pied de tube dont le mécanisme et la cinétique sont jugés bien cernés. Appliquer cette règle telle quelle pour de l'IGA profonde et un mécanisme d'IGSCC d'orientation circonférentielle mal connu conduit également à affaiblir la deuxième ligne de défense mise en place dans les années 1990. Néanmoins, moyennant la disponibilité des chaînes KRT VVP et le repli de la tranche sans délai après confirmation d'une fuite, la Règle de Fonctionnement à Fuite Faible est acceptable pour l'IRSN en tant que deuxième ligne de défense.

L'IRSN observe enfin que la politique volontariste d'EDF de remise en service d'un GV fortement endommagé pour un cycle court est un défi technique très fort et comportant des risques significatifs en ce qui concerne la perte d'étanchéité du faisceau tubulaire.

²³ IGA : InterGranular Attack

7 REFERENCES

Dossier Bugey 3 - EDF

- [1] "Bugey 3 – Corrosion secondaire des tubes des générateurs de vapeur au droit des plaques entretoises", Lettre EDF D4550.01-10/0278 du 19 janvier 2010.

Expertises :

- [2] "Choix des tubes à extraire du GV1 et proposition de contrôle pour les GV2 et 3", EDEFM090271 Indice A du 12 novembre 2009.
- [3] "Résultat des essais d'éclatement des 7 tubes et examens fractographiques et micrographiques sur les tronçons des tubes L28C47 PE1, L24C49 PE1 et L16C20 PE2", EDLMEM090785 Indice A du 18 décembre 2009.
- [4] "Résultat des examens fractographiques et micrographiques réalisés sur les tronçons des tubes L34C57 PE1, L5C17 PE2, L23C40 PE1 et L31C25 PE2", EDLMEM090854 indice A du 14 janvier 2010.
- [5] "Résultats des examens MET sur tubes extraits du GV 3 de Fessenheim 2 et du GV 1 de Bugey 3", EDLMEM100113 Indice A du 18 janvier 2010.

Examens non destructifs :

- [6] "Premier bilan des résultats END sous plaques entretoises sur le GV1 de Bugey 3", EDEECE090630 Indice B du 8 janvier 2010.
- [7] "Bilan END sur la détection de fissures circumférentielles sous plaques entretoises", EDEECE090831 Indice B du 18 janvier 2010.
- [8] "Bilan END sur la détection d'IGA sous plaque entretoise", EDEECE100108 Indice A du 19 janvier 2010.

Nocivité des défauts :

- [9] "Dégradation des tubes GV en inconel 600 MA par corrosion secondaire au droit des plaques entretoises percées. Défauts acceptables à l'issue de l'arrêt VP 25/09 de Bugey 3", ENREEC100008 Indice B du 18 janvier 2010.

Synthèse :

- [10] "Bugey 3 – Corrosion externe au niveau des plaques entretoises – Analyse de l'état des faisceaux tubulaires à la fin de l'arrêt VP 25/09 et aptitude au fonctionnement pour un cycle", EDEFMI00104 Indice A du 19 janvier 2010.

Références ASN

- [11] Saisine CODEP-DEP-2010-006318 du 4 février 2010, Corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur.

Références IRSN

- [12] "Corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoise des générateurs de vapeur", Avis DSR/2009-255, 31 juillet 2009.
- [13] "REP - Fessenheim 2 - Stratégie de traitement des dégradations observées au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur", Avis DSR/2009-324 (16/10/2009).
- [14] "Fax / Instruction du programme de contrôles et d'expertises réalisés et prévisionnels sur les tubes de GV du réacteur Bugey 3, 1^{er} questionnaire IRSN", DSR/SAMS/2009-275 (03/12/2009).
- [15] "Instruction du programme de contrôles et d'expertises réalisés et prévisionnels sur les tubes de GV du réacteur Bugey 3, 2^{ème} questionnaire IRSN", DSR/SAMS/2010-3 (08/01/2010).
- [16] "Instruction du programme de contrôles et d'expertises réalisés et prévisionnels sur les tubes de GV du réacteur Bugey 3, 3^{ème} questionnaire IRSN", DSR/SAMS/2010-20 (29/01/2010).
- [17] "Révision des Programmes de Base de Maintenance Préventive du faisceau tubulaire du générateur de vapeur des tranches 900, 1 300 et 1 400 MWe", Avis IRSN/DSR/2008-213 (09/06/2008).

Réponses EDF

- [18] O. de Bouvier, "Instruction du programme de contrôles et d'expertises réalisés sur les tubes de GV du réacteur de Bugey 3 et sur la stratégie de maintenance, 3^{ème} questionnaire IRSN", Lettre EDF EDEDFM100134 (08/02/2010).
- [19] Fiche EDEDFM100133/A traitant des points relatifs aux mécanismes d'endommagement et répondant aux questions 2, 3, 12 et 26 de votre questionnaire
- [20] Fiche EDEECE100171/A traitant plus spécialement des points relatifs aux END et répondant aux questions 8, 14b, 16b, 21, 22, 23, 24 et 25
- [21] Fiche EDLMEM100174/A traitant des points concernant les expertises métallurgiques et répondant aux questions 6, 7 et 27
- [22] Fiche ENREEC100062 (et ses pièces jointes) traitant des points concernant les analyses mécaniques et répondant aux questions 9, 13, 14a, 18, et 19
- [23] O. de Bouvier, "Instruction du programme de contrôles et d'expertises réalisés sur les tubes de GV du réacteur de Bugey 3 et sur la stratégie de maintenance, 3^{ème} questionnaire IRSN", Lettre EDF EDEDFM100139 (12/02/2010).
- [24] Fiche EDEDFM100138/A traitant des points relatifs à la prise en compte des différents paramètres dans les mécanismes d'endommagement ainsi qu'au retour d'expérience international et répondant aux questions 1, 10b, 11, 16a, 17 et 28 ;
- [25] Fiche EDECME100200/A répondant à la question 4 relative aux analyses de déséquestration ;
- [26] Fiche D5110ILET/MSQ/10.00307 répondant à la question 5 relative à la conservation à l'arrêt des GV ;
- [27] Fiche ENREEC100078 traitant des points concernant les analyses mécaniques et répondant aux questions 10a, 15 et 20 ;
- [28] Fiche EDEECE100204/A répondant à la question 29 relative à la comparaison avec les critères d'obturation américains.
- [29] D. Orliange, "Bilan synthétique des résultats des contrôles non destructifs du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur de Bugey 3 - VP25/09", EDIEDA090916C, 27 janvier 2010.
- [30] E. Lecour, "Rapport d'analyse X-Probe sur le générateur de vapeur n° 10 - boucle 1 de Bugey 3", Rapport d'analyse Westinghouse 96612/201.

Autres références

Chapitre : Contrôles non destructifs

- [31] S.P. Sullivan et al., "Validating Eddy Current Array Probes for Inspecting Steam Generator Tubes", Proceedings of the joint EC OECD IAEA Specialists Meeting held at Petten on 11-13 march 1997.
- [32] G. Lafontaine et al., "Eddy Current Array probes for Faster, Better and Cheaper Inspections", 2nd International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurized Components, New Orleans, Mays 2000.
- [33] J. D. Siegel et al. "X-Probe/TC7700/ EddyView Implementation Experiences 2003/2004", EPRI Steam generator NDE Workshop, juillet 2004.
- [34] N. Farenbaugh et al., "Incoloy 800 Cracking : X-probe Inspection of Biblis A", EPRI Steam generator NDE Workshop, Big Sky, Montana 16-18 juillet 2007.
- [35] Incident Reporting System IRS 8028, "Findings in Steam Generator Tubes at Unterweser NPP", 26 août 2009.
- [36] B. Lavie, et al. "Sonde multiéléments courants de Foucault pour le contrôle de tubes d'échangeurs en titane", Les journées COFREND de Toulouse, 20 - 23 mai 2008.
- [37] "Steam Generator Management Program: Pressurized Water Reactor Steam Generator Examination Guidelines, Revision 7", EPRI report 1013706, Octobre 2007.
- [38] Avis DSR/2008-325, Fissuration par fatigue vibratoire des tubes des générateurs de vapeur en anomalie de supportage par les BAV, 8 septembre 2008.
- [39] Avis DSR/2009-255, Corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur, 31 juillet 2009.
- [40] Avis DSR/2006-106, Cruas 4, Arrêt fortuit de février 2006, Contrôles par CF des tubes de petit centre du GV n° 2, 20 mars 2006.
- [41] FAX DSR/SAMS/2008-170, Instruction de la fatigue vibratoire du FT des GV, 16 juillet 2008.
- [42] FAX EDF/D4550.32-08/3495, Instruction de la fatigue vibratoire du FT des GV, 8 août 2009.
- [43] Lettre DSIN/BCCN n°000630, 31 octobre 2000.
- [44] Fiche Question Réponse EDF D4008.27.02/EC/01.044 du 7 février 2001.
- [45] Courrier ASN DEP-0304-209, Poursuite d'exploitation des réacteurs de 900, 1300 et 1450 MWe, Programme de base de maintenance préventive des faisceaux tubulaire des générateurs de vapeur, 25 juin 2009.
- [46] Courrier EDF D4550.32-09/6099, Poursuite d'exploitation des réacteurs de 900, 1300 et 1450 MWe, Programme de base de maintenance préventive des faisceaux tubulaire des générateurs de vapeur, 11 janvier 2010.
- [47] NRC Generic Letter 95-05: Voltage-based criteria for Westinghouse steam generator tubes affected by outside diameter stress corrosion cracking, 3 août 1995.
- [48] Avis DSR/2008-213, Révision du Programme de Base de Maintenance Préventive du faisceau tubulaire du générateur de vapeur des tranches 900, 1300 et 1400 MWe, 9 juin 2008.
- [49] Courrier EDF D4008.10.11.09/0783, Fessenheim 2 : programmation du RGV, 4 décembre 2009

Chapitre : Analyse mécanique

- [50] Rapport EPRI NP-6865-L Volume 1 June 1991.
- [51] Note EDF ENREEC090381 rév A du 19/11/2009

[52] Note technique FRA EE/G.DC.1637 rév B du 06/05/1991

[53] NRC Regulatory Guide 1.121 rev 1976.

[54] Rapport technique EPRI 1009541 décembre 2004.

[55] Document technique NUREG/CR-5016.

Chapitre : Mécanismes de dégradation actifs

[56] "La corrosion côté secondaire des tubes de générateurs de vapeur, EDF-Framatome-CEA", "livre blanc", éditeur J.M. Gras (EDF), 1996.

[57] "Steam Generator Reference Book", EPRI, May 1, 1985.

[58] R.W. Staehle, J.A. Gorman, "Quantitative Assessment of Submodes of Stress Corrosion Cracking on the Secondary Side of Steam Generator Tubing in Pressurized Water Reactors: Part 1", CORROSION—Vol. 59, No. 11 (931-994) (2003).

[59] F. Cattant, F. Nordmann, Y. Rouillon, J. M. Thomas, "Constatations et enseignements retirés des examens et essais sur tubes extraits des générateurs de vapeur des réacteurs d'EDF", Corrosion du côté secondaire des faisceaux tubulaires des générateurs de vapeur de REP : bilan et conséquences, SFEN - SECTION TECHNIQUE n° 2 (23/11/1995).

[60] A. Stutzmann, F. Nordmann, "Hideout return in EDF units", 1993 EPRI Workshop on Secondary Side initiated IGA/SCC, EPRI TR-107883 (1998).

[61] "Doctrine de maintenance, Générateur de vapeur REP, Fissuration de l'Inconel 600 sous l'effet d'agents chimiques du côté secondaire", Document EDF D4550.32-07/2233 (14/12/2007).

[62] "Proceedings: 1983 Workshop on Secondary-Side Stress Corrosion Cracking and Intergranular Corrosion of PWR Steam Generator Tubing", Rapport EPRI NP-4458, March 1986.

[63] M. Stindel, "BUGEY 3 - GV1, Examen télévisuel interne du tube L12C32", Note EDF/CEIDRE (sans référence) (21/07/2009).

[64] C. Barut, "Colmatage des générateurs de vapeur - Etat des lieux et stratégie de remise en propreté du secondaire des GV", Lettre EDF D4550.01-09/5806 (15/12/2009).

[65] "C. P. N. DU BUGEY - SUC 2/3 - Tranche 3 -Boucle 1, Générateur de vapeur 10 (ATU10), Examen des tubes extraits L12C50, L13C50 et L12C63", rapport EDF SPT-GDL D05004/RB.90.63 (24/07/1990).

[66] R.W. Staehle, J.A. Gorman, "Quantitative Assessment of Submodes of Stress Corrosion Cracking on the Secondary Side of Steam Generator Tubing in Pressurized Water Reactors: Part 2", CORROSION—Vol. 60, No. 1 (5-63) (2004).

[67] R.W. Staehle, J.A. Gorman, "Quantitative Assessment of Submodes of Stress Corrosion Cracking on the Secondary Side of Steam Generator Tubing in Pressurized Water Reactors: Part 3", CORROSION—Vol. 60, No. 2 (115-180) (2004).

[68] PWR Steam Generator Secondary-Side IGA/SCC: Correlations with Deposit Lead and Phosphate History. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1012097.

[69] J. M. Thomas, "CNPE DE SAINT LAURENT DES EAUX - Tranche B1 - Boucle2, Générateur de vapeur 52 (ATU 34), Examen de onze tubes extraits en juillet 1992, pour la corrosion au niveau des plaques entretoises", Rapport EDF D.5716/MCR/RA 94.6160, indice 0 (08/11/1994).

[70] M.D. Wright and M. Mirzai, "Lead-Induced SCC Propagation Rates in Alloy 600", Proceedings of the Ninth International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water

Reactors - 1999, Pages 657-665, Edited by F. Peter Ford, Stephen M. Bruemmer, and Gary S. Was, editors.
R.L.

- [71] Tapping, "Materials performance in CANDU reactors: The first 30 years and the prognosis for life extension and new designs", Journal of Nuclear Materials 383 (2008) 1-8.
- [72] Y. Shoda, MHI, "Surface Film Characterization of Steam Generator Tubings" Appendix A, pages A6-1 to A6-28, Proceedings: 1996 EPRI Surface Chemistry Workshop, TR-112481, Final Report, March 1999
- [73] S. Pagan, Ontario Hydro, "Investigation of Bruce-A Steam Crevice Environment: Results And Comparison of Hideout Return, Deposit And Crack Analysis Evaluations", Appendix A, pages Al-1 to Al-33, Proceedings: 1996 EPRI Surface Chemistry Workshop, TR-112481, Final Report, March 1999.
- [74] E. M. Pavageau, F. Vaillant, "Modélisation de la corrosion secondaire des tubes de générateur de vapeur basée sur les essais en soude", Note EDF HT-44/99/002/A (10/05/1999).

Chapitre : Règle de Fonctionnement à Fuite Faible

- [75] J. M. Pecout, "Générateurs de vapeur REP 900 MW, Règle de fonctionnement à fuite primaire/secondaire faible (RFFF)", Note EDF D565-90/4827 indice 3 (20/12/1990).
- [76] Note EDF D 565 87/4827 indice 2
- [77] Disposition Transitoire DT 024 indice 1, Règles de Fonctionnement à Fuite Faible, D4550.31-07/3697, 3 septembre 2007
- [78] Demande Particulière DP 203 indice 5, Dispositions à mettre en œuvre sur les tranches équipées de GV 51A, 51B, 51Bi, et 51 M vis à vis du risque potentiel de fatigue vibratoire des tubes GV, D4550.31-08/3983, 19 septembre 2008
- [79] C. Couture, Déclaration d'un événement significatif pour la sûreté à caractère générique. Ecart de conformité : réglage du bruit de fond des chaînes de mesure KRT VVP azote 16 du palier N4, D4550.34-09/6049, 8 janvier 2010
- [80] Note EDF D5350/TX/MAINT/NT/188, CNPE de Nogent, Réduction des fuites primaire/secondaire, 29 mars 2007.

ANNEXE 1

Simulation des signaux SAX pour un modèle simplifié de corrosion par IGA

Simulation d'un signal de plaque

Afin d'approfondir son analyse technique, l'IRSN a étudié la réponse du procédé SAX pour un endommagement par corrosion de type IGA au droit des plaques entretoises en utilisant une approche basée sur la simulation numérique. La modélisation est réalisée en deux dimensions en considérant une configuration axisymétrique. Cette simplification est acceptable pour le tube et pour la sonde SAX dans la mesure où celle-ci est composée de deux bobinages axisymétriques qui sont généralement bien centrés selon l'axe du tube. En revanche, la modélisation axisymétrique de l'endommagement des tubes par corrosion n'est pas réaliste et n'est utilisée que comme un support qualitatif à l'analyse. La première configuration traitée concerne une situation de référence avec une plaque entretoise. Les signaux CF pour la voie F2 (240 kHz, canal différentiel) sont présentés en Figure 47. La configuration de contrôle est rappelée à gauche pour une position de la sonde SAX centrée sous la plaque entretoise. Au centre, le signal CF est représenté verticalement en fonction du déplacement de la sonde dans le tube (signal temporel F2) avec la composante X du signal à gauche et la composante Y du signal à droite. Le signal différentiel est obtenu par soustraction du signal de la bobine 1 par le signal de la bobine 2. Il est nul au centre de la plaque entretoise et en partie courante du tube (en l'absence d'endommagement). Il est dévié vers la gauche au niveau du bord inférieur de plaque et vers la droite au niveau du bord supérieur. La figure de droite représente la courbe de Lissajous du signal CF. L'amplitude et la phase du signal CF sont déterminées en utilisant la représentation en Lissajous.

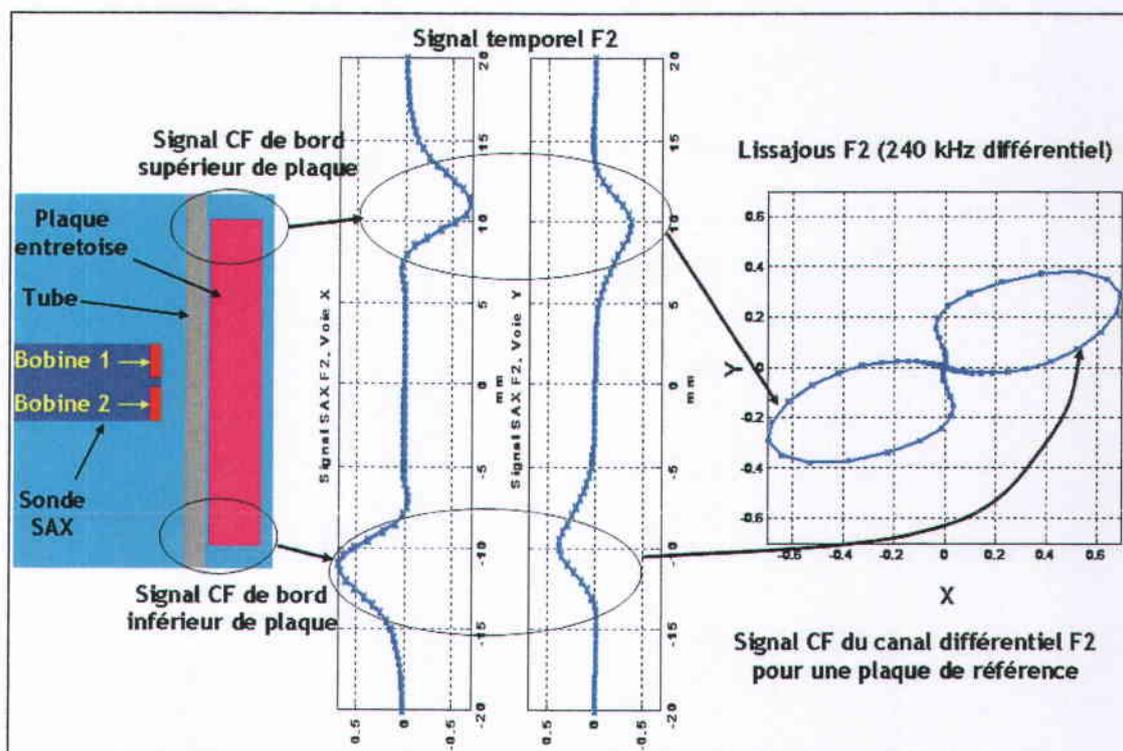


Figure 47 : Modélisation d'un signal de plaque pleine de référence

Simulation d'un signal de plaque avec dépôt de magnétite

La deuxième configuration est basée sur la situation de référence à laquelle une perturbation est ajoutée : un dépôt de magnétite sur le tube et sur la plaque entretoise. L'épaisseur du dépôt en partie courante du tube est fixée arbitrairement à 300 μm . La perméabilité magnétique relative (μ_r) du dépôt est choisie arbitrairement égale à 5 sur la base de travaux précédents concernant le colmatage des lobes des plaques quadrifoliées. La valeur de la perméabilité magnétique relative et la valeur de l'épaisseur des dépôts peuvent varier significativement en fonction de la position considérée dans le faisceau tubulaire et de l'historique de la tranche notamment de la chimie du secondaire. Dans cette configuration, l'interstice entre la plaque et le tube est comblé par de la magnétite. L'effet du dépôt de magnétite se traduit par un tassement des lobes du signal des bords de plaque entretoise ainsi que le montre la courbe de Lissajous en Figure 48. Le dépôt de magnétite a un effet sensible sur le signal CF et EDF utilise d'ailleurs cette propriété afin d'évaluer le colmatage des plaques entretoises quadrifoliées. Le modèle considéré pour simuler la présence d'un dépôt de magnétite est homogène et très simplifié aussi. Pour les tubes des GV de Bugey 3, le dépôt de magnétite peut être fortement dissymétrique entre la face supérieure et la face inférieure de la plaque entretoise. Généralement, un dépôt plus important est constaté sur la face supérieure des plaques situées en branche chaude en partie basse du faisceau tubulaire. La grande variabilité probable des configurations de dépôts sur les tubes et les plaques entretoises des GV de Bugey 3 explique que les signaux de plaques observés sur site présentent également une grande variabilité. D'autres paramètres contribuent également à l'observation de signaux de plaque de forme très variable sur site :

- l'excentrement possible de la sonde dans le tube,
- l'excentrement du tube dans le passage percé,
- les dispersions sur le diamètre de perçage des plaques entretoises,
- les dispersions sur la structure métallurgique des plaques entretoises conduisant à des variations locales de conductivité électrique et de perméabilité magnétique,
- les éventuelles déformations des tubes,
- les éventuels endommagements des tubes pour lesquels les résultats de contrôle seraient inférieurs au seuil de notation.

Un exemple de la variabilité des signaux de plaque pour le tube L05C17 en branche froide du GV de la boucle 1 de Bugey 3 est donné en Figure 49.

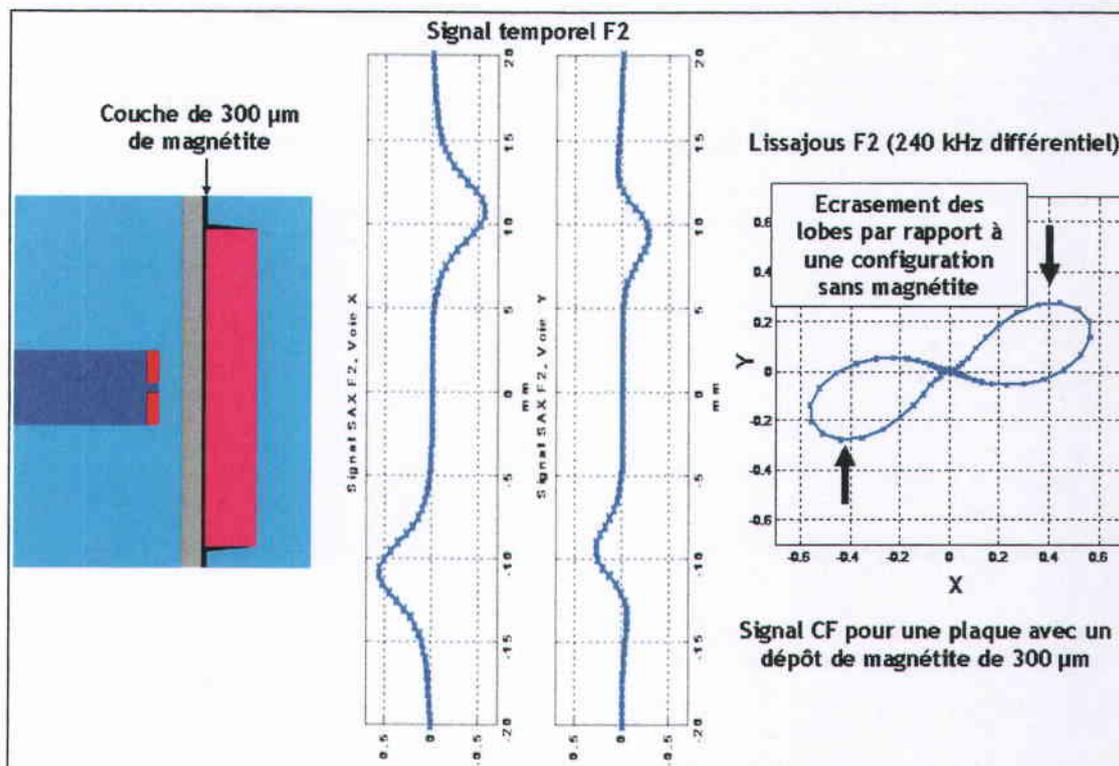


Figure 48 : Modélisation d'un signal de plaque pleine avec un dépôt de magnétite sur le tube et sur la plaque

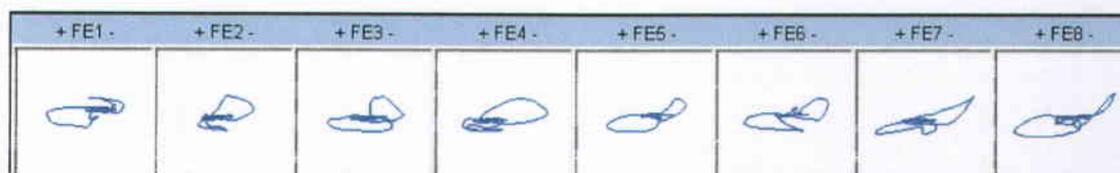


Figure 49 : Exemple de signaux de plaque, canal F2, tube L05C17, plaques E1 à E8 en branche froide, boucle 1, Bugey 3

Simulation d'un signal de corrosion par IGA de hauteur variable

Un endommagement par IGA a été simulé en introduisant dans la paroi du tube une région définie par un cylindre de conductivité plus faible que celle du métal de base. La conductivité de la zone d'IGA a été choisie de telle sorte que l'ordre de grandeur de l'amplitude du signal CF soit cohérent avec le bilan des expertises des tubes extraits (soit typiquement 1 Volt pour une section dégradée de 20%). Le résultat de la simulation présenté en Figure 51 est obtenu avec les paramètres suivants :

- conductivité du cylindre affecté par l'IGA : 0,8 MS/m,
- conductivité de la paroi du tube (alliage 600 MA) : 1 MS/m,
- Géométrie du cylindre affecté par l'IGA :
 - hauteur 5 mm et centré sous la plaque,
 - profondeur : 20% de l'épaisseur de la paroi du tube.

Le signal CF en Lissajous présente une forme caractéristique composée distinctement de deux parties facilement identifiables :

- le signal de plaque quasiment identique à celui obtenu pour une configuration sans défaut,
- le signal du défaut qui se traduit par une déviation verticale bien visible entre les deux boucles caractéristiques des bords de plaque.

Pour une hauteur d'IGA plus importante (10 mm), la figure de Lissajous présente la même forme et l'amplitude du signal CF est identique (Figure 51).

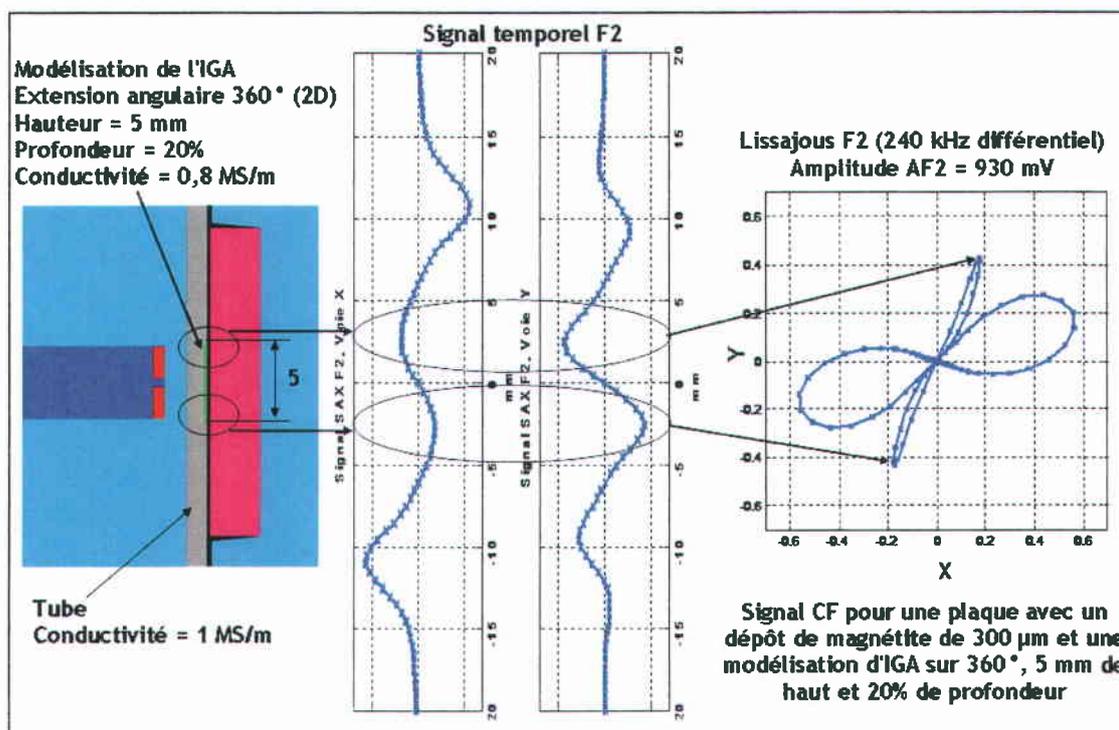


Figure 50 Modélisation d'un signal d'IGA de hauteur 5 mm sous plaque entretoise

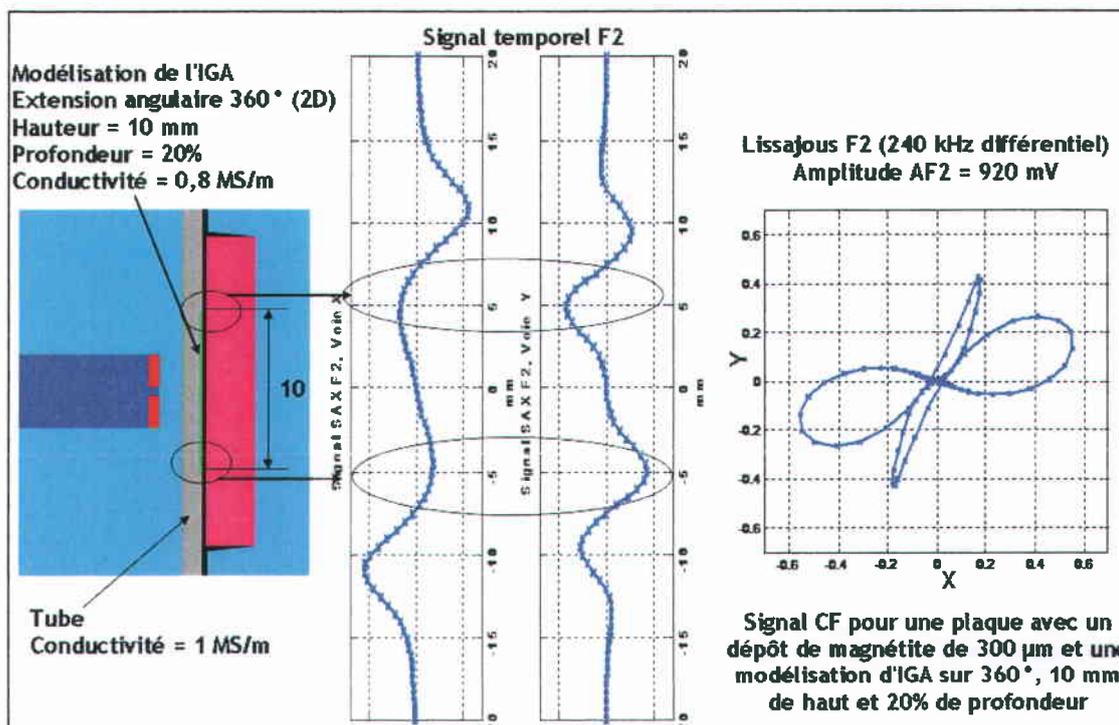


Figure 51 : Modélisation d'un signal d'IGA de hauteur 10 mm sous plaque entretoise

Pour une hauteur plus importante de l'endommagement sous plaque, le signal des bords du défaut commence à interagir avec le signal de bord de plaque. Pour une hauteur d'IGA de 15 mm, le résultat de simulation montre que l'amplitude du signal d'endommagement est fortement réduite (Figure 52). L'amplitude du signal CF diminue de 26% en passant de 920 mV à 680 mV. Ce comportement surprenant qui conduit à observer une diminution d'amplitude quand la dimension longitudinale du défaut augmente provient du mode différentiel du canal F2 utilisé pour la détection de la corrosion sous plaque. Le mode différentiel est adapté à la recherche de défaut ponctuel ce qui est cohérent avec son étalonnage sur un défaut de référence composé de quatre trous traversants de 1 mm de diamètre situés dans un même plan perpendiculaire à l'axe du tube. Le signal de transition de plaque correspond pour la composante Y du canal F2 à un excès de matière qui se caractérise par une déviation positive de cette composante. En revanche, le signal de transition du défaut modélisant l'IGA se traduit par un manque de matière associé à une déviation négative de la composante Y. Quand la dimension longitudinale de l'endommagement se rapproche de la valeur de l'épaisseur de la plaque entretoise, les deux effets de transition de type excès de matière et manque de matière s'opposent et conduisent à une réduction de l'amplitude du signal CF. Il est ainsi possible de sous-évaluer le niveau d'endommagement. Un cas limite est présenté en Figure 53 pour un endommagement de 20% affectant toute la hauteur de la plaque. Dans ce cas, le signal CF n'atteint pas les critères de détection d'une corrosion au droit d'une plaque entretoise. Néanmoins, le signal CF de plaque est dans ce cas fortement perturbé et un analyste peut compléter son analyse en considérant d'autres canaux du procédé SAX et notamment la voie absolue. L'évaluation correcte du niveau d'endommagement d'un tube dans ce cas et en ne disposant que du signal SAX représente une réelle difficulté.

L'étude d'un défaut progressant uniquement selon la direction longitudinale est utilisée uniquement pour montrer les limites de caractérisation de la corrosion au droit des plaques entretoises avec le procédé SAX. Le suivi des indications notables de corrosion au droit des plaques entretoises avec le procédé SAX montre que l'amplitude de ces indications croît de manière monotone compte tenu des limites en reproductibilité de ce procédé. Cette étude montre cependant qu'il est possible, pour une corrosion très étendue sous les plaques telle que celle observée pour la boucle 1 de Bugey 3, que la progression simultanée de la corrosion en profondeur et en extension longitudinale soit masquée par l'effet des bords de plaque.

Dans ce cas, les critères de bouchage fondés sur l'analyse de l'état d'endommagement des tubes extraits dans les années 90 et exprimés en termes d'amplitude du signal SAX pour le canal différentiel F2 ne sont plus pertinents. De même, l'analyse de l'évolution de l'amplitude des signaux SAX pour estimer la cinétique de la corrosion n'est pas adaptée dans le cas d'un endommagement au droit des plaques entretoises étendu selon l'axe longitudinal du tube.

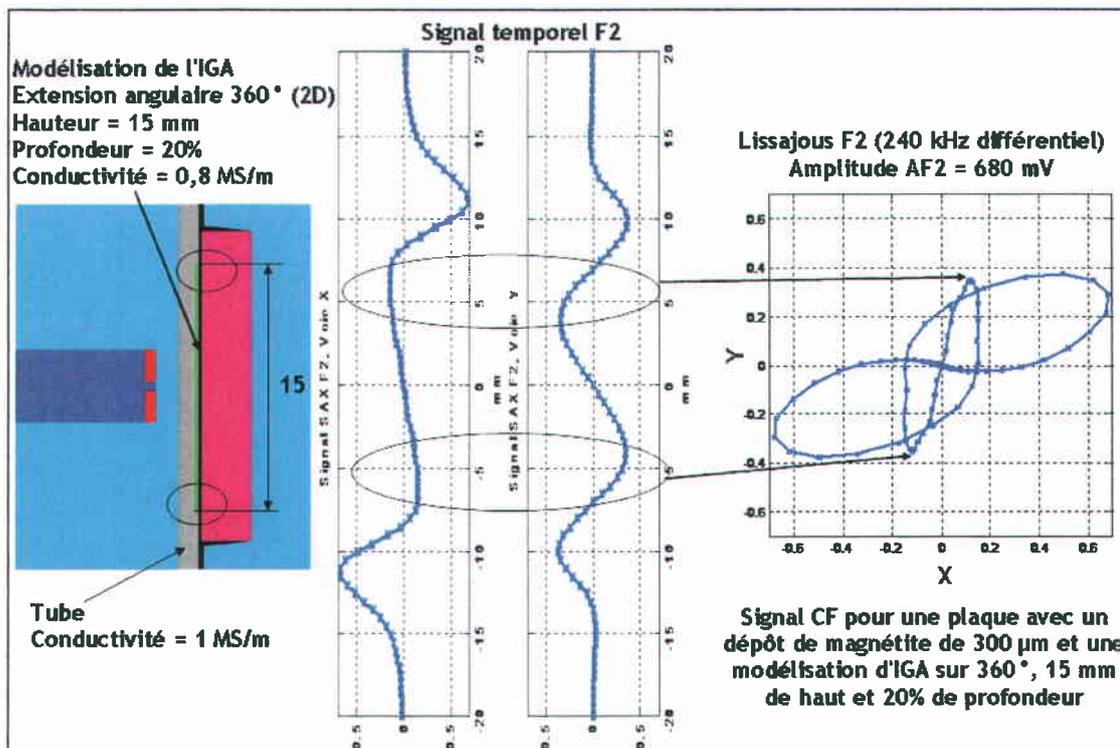


Figure 52 : Modélisation d'un signal d'IGA de hauteur 15 mm sous plaque entretoise

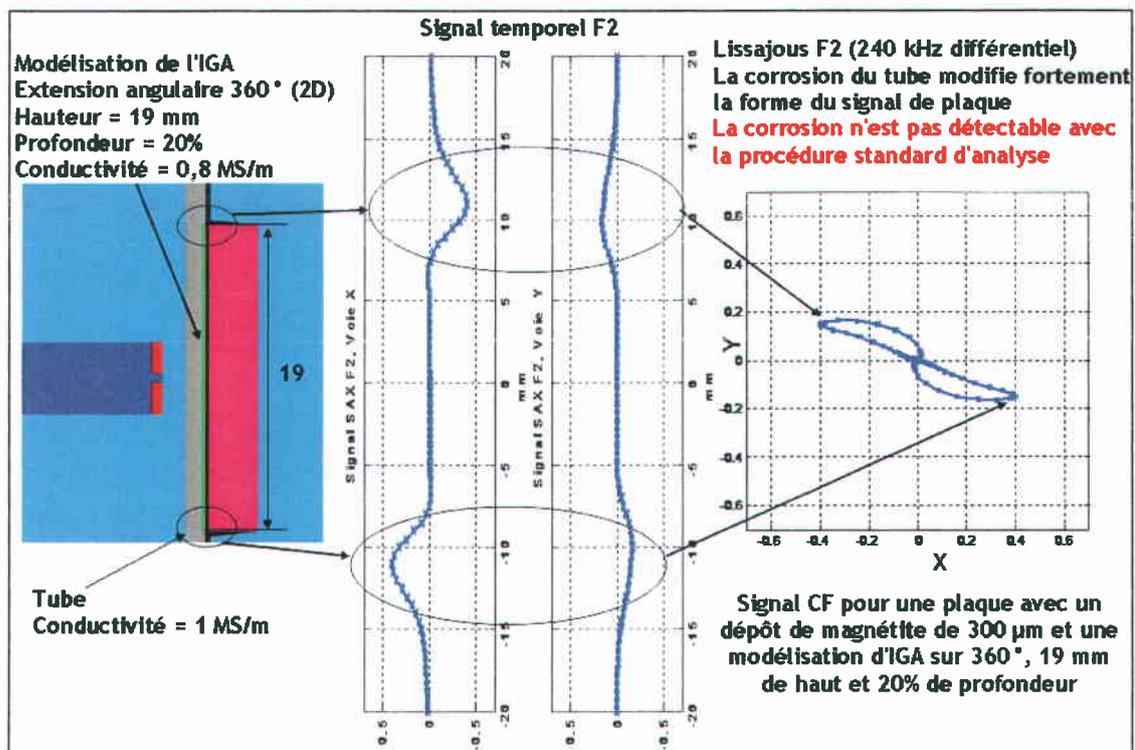


Figure 53 : Modélisation d'un signal d'IGA de hauteur 19 mm sous plaque entretoise

Comparaison des signaux simulés avec des signaux CF observés à Bugey 3

Cette approche par modélisation simplifiée est comparée dans le paragraphe suivant avec des signaux issus des contrôles réalisés sur le faisceau tubulaire du GV de la boucle 1 lors de l'arrêt 2009-2010 de Bugey 3.

Dans la Figure 54, le signal SAX obtenu au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude du tube L31C25 de la boucle 1 de Bugey 3 est comparé à un signal simulé en retenant pour le calcul les paramètres suivants :

- modèle enveloppe homogène axisymétrique d'IGA
 - profondeur : 30% de l'épaisseur de la paroi du tube,
 - hauteur : 15 mm.

L'amplitude des signaux CF est comparable et la forme des bords de plaque est similaire. La symétrie du signal n'est observée que pour le signal modélisé. Sur site, il est probable que la distribution des dépôts de magnétite soit différente en partie supérieure et en partie inférieure de plaque. Un dépôt plus épais est vraisemblable en partie supérieure de la branche chaude de la plaque n°2. La phase du signal site (-76°) est plus proche de la phase du signal des trous traversants de référence utilisés pour l'étalonnage (-30°) que la phase du signal simulé (-103°). Plus la phase se rapproche de la phase obtenue avec le signal des trous traversants et plus le défaut est profond. Cela peut signifier que la profondeur d'endommagement du tube L31C25 en branche chaude au droit de la plaque entretoise n°2 peut être localement plus élevée que 30%. Les expertises des tronçons de tube extraits montrent en effet que l'endommagement se caractérise plutôt par des taches de corrosion pouvant être localement très profondes. La simulation d'un endommagement plus réaliste nécessite l'utilisation d'un modèle 3D plus long et plus complexe à mettre en œuvre.

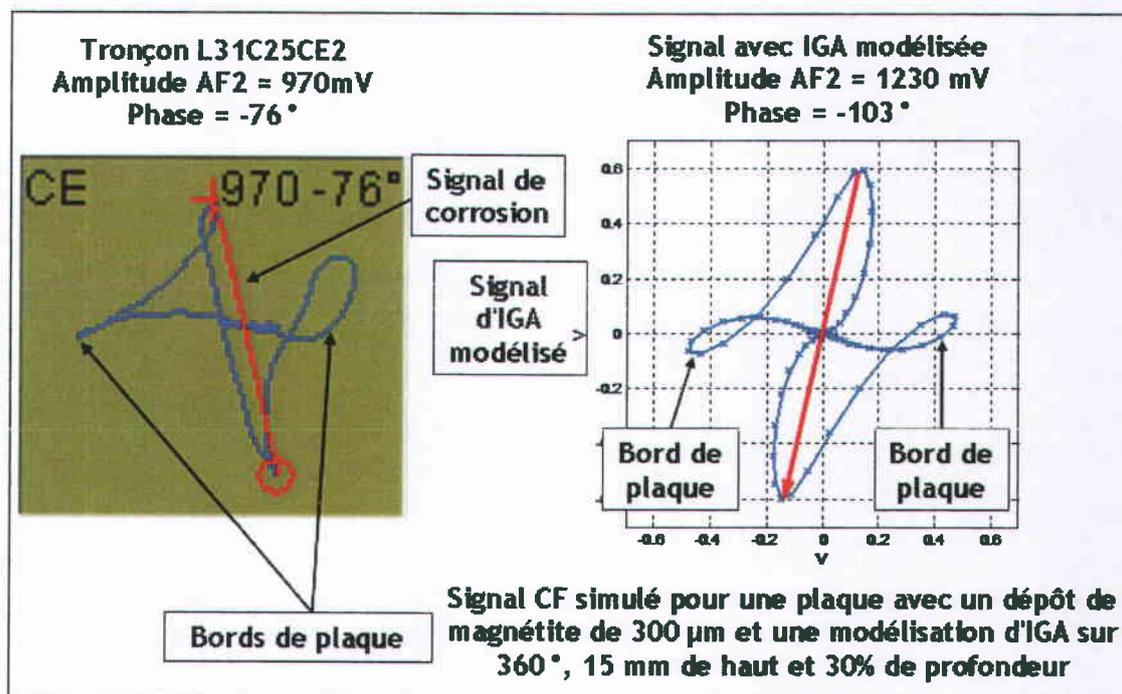


Figure 54 : Comparaison d'un signal simulé avec le signal CF obtenu en SAX au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude du tube L31C25 de la boucle 1 de Bugey 3

Le signal SAX obtenu au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude du tube L25C21 de la boucle 1 de Bugey 3 est comparé à un signal simulé en retenant les paramètres suivants :

- modèle enveloppe homogène axisymétrique d'IGA
 - profondeur : 45% de l'épaisseur de la paroi du tube,
 - hauteur : 19 mm.

Pour le signal obtenu sur site comme pour le signal simulé, les boucles du signal CF dues aux bords de plaque ne présentent plus les caractéristiques habituelles (forme et phase) d'une plaque de référence. Pour le signal du tronçon L25C21CE2, cela peut provenir d'un endommagement très étendu longitudinalement. En effet, la caractérisation de la corrosion de ce tronçon avec les procédés S10, STL et Sonde-X révèle un endommagement important :

- Sonde-X canal volumique (SVI), amplitude maximale : 14 Volts, étendue axiale : 18 mm, extension angulaire : 161° ,
- STL : 4 fissures longitudinales dont la plus importante a une longueur de 14 mm pour une profondeur évaluée à 93%,
- S10 : tache de corrosion au seuil S3 (profondeur $\approx 800 \mu\text{m}$) de longueur axiale 16 mm et d'extension angulaire 79° .

La phase du signal SAX du tronçon L25C21CE2 est plus proche de celle des trous traversants que la phase du signal simulé avec un endommagement homogène de 45% sur 360°. Cela confirme la profondeur importante de l'endommagement évaluée avec les procédés STL et S10. Pourtant, le signal SAX n'atteint pas le critère d'obturation du PBMP. Cet exemple montre que le signal SAX dû aux bords des plaques entretoises peut avoir un effet masquant pour des dégradations ayant une grande extension longitudinale. Le programme complémentaire d'expertise proposé par EDF et les critères de bouchage complémentaires permettent cependant de bien identifier ce tronçon comme étant fortement endommagé. En effet, la section dégradée pour ce tronçon est estimée à environ 60% (54 mm²) ce qui est bien au delà du critère de bouchage fixé à 45% (40 mm²).

Pour le tronçon L25C21CE2, le signal SAX du canal absolu FA est comparé au résultat de simulation dans la moitié inférieure de la Figure 56 pour le même modèle d'IGA que celui étudié dans le paragraphe précédent (Figure 55). Dans la moitié supérieure de la Figure 56, le signal obtenu pour le tronçon L25C21CE3 sans indication de corrosion est comparé à un signal simulé pour une plaque de référence et un tube sans défaut. L'endommagement important du tronçon L25C21CE2 se traduit par une déviation négative du signal CF en opposition avec la déviation positive d'un signal pour un tube sans défaut. Pour un endommagement étendu selon l'axe longitudinal du tube, le canal absolu du procédé SAX peut apporter une information utile quant au volume affecté par la corrosion en complément au canal différentiel qui est par nature plus sensible à des défauts ponctuels ou à des transitions. Actuellement, EDF exploite le canal absolu FA en complément du canal différentiel F2 afin de déterminer si la corrosion au droit des plaques entretoises reste contenue sous la plaque ou s'étend par exemple dans une zone sous dépôt située au-dessus de la plaque entretoise.

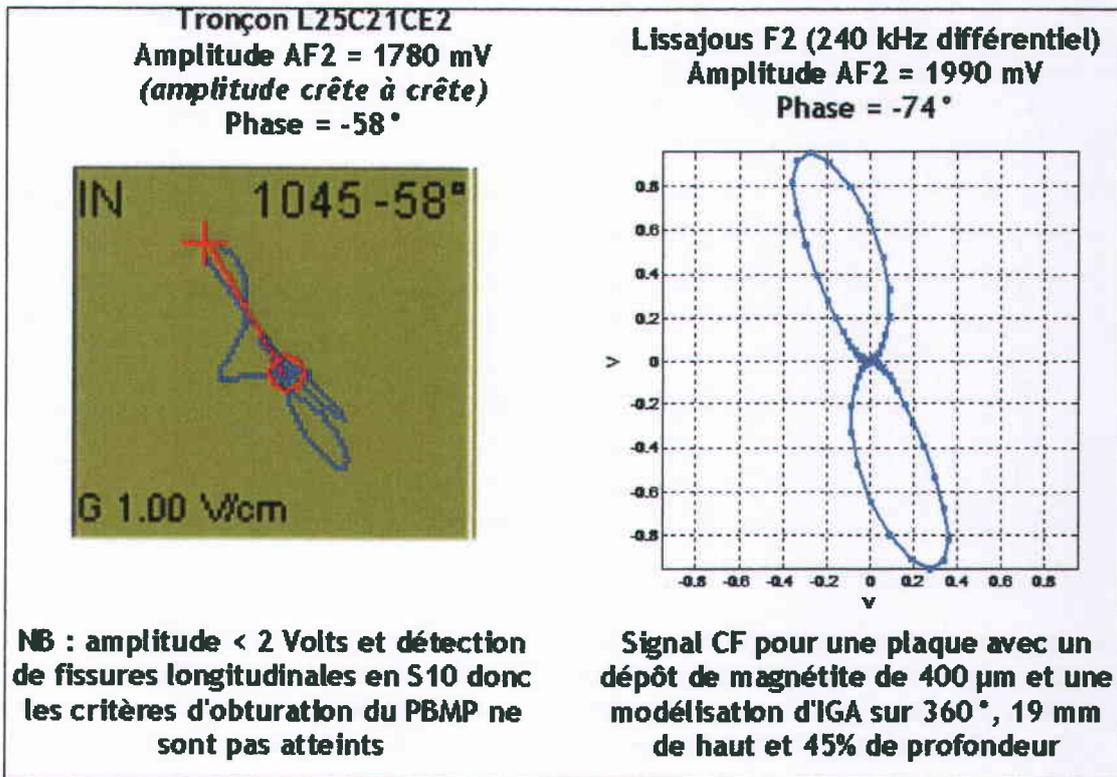


Figure 55 : Comparaison d'un signal simulé avec le signal CF obtenu en SAX au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude du tube L25C21 de la boucle 1 de Bugey 3

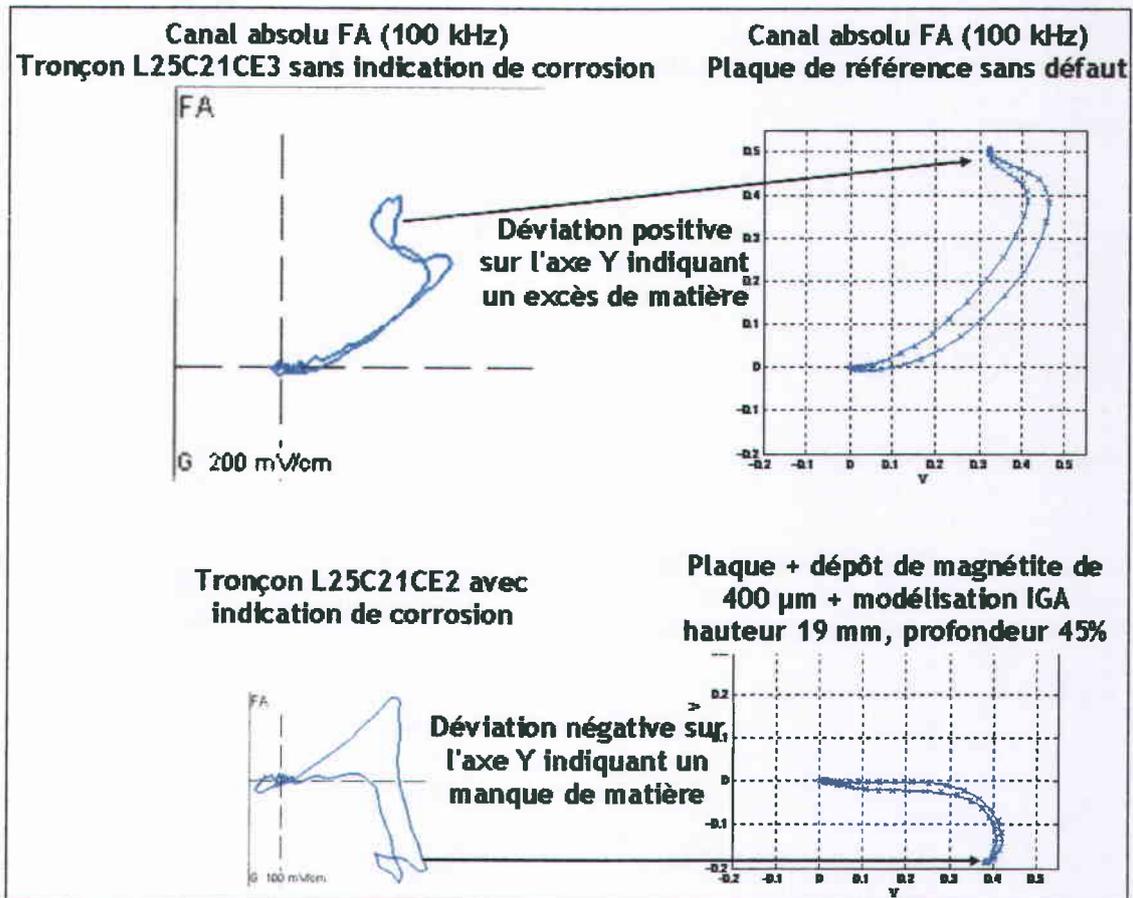


Figure 56 : Comparaison de signaux observés à Bugey 3 avec des signaux simulés pour le canal absolu FA

Pour l'IRSN, cette analyse basée sur une modélisation simplifiée de l'endommagement des tubes et sur une recherche d'une similitude entre les signaux simulés et les signaux acquis sur site permet d'une part d'identifier les limites des procédés de contrôle et d'autre part de s'interroger sur l'origine possible des signaux acquis. Cette approche permet également de rechercher des informations complémentaires pour la caractérisation de l'endommagement. Ainsi, la Figure 56 montre que l'analyse du canal absolu FA en complément à l'analyse du canal différentiel F2 permet d'obtenir une information complémentaire sur un endommagement étendu au droit des plaques entretoises.

ANNEXE 2

Fissuration circumférentielle par corrosion sous contrainte des tubes de générateur de vapeur

Introduction

Les tubes de générateur de vapeur en alliage 600 MA (Mill Annealed) peuvent subir différents mécanismes de dégradation en milieu primaire et en milieu secondaire (Cf. Figure 57) [1]. Parmi l'ensemble des mécanismes de dégradation, la corrosion sous contrainte représente le mécanisme principal de dégradation pour l'alliage 600 MA. Hormis les bouchages pour risque de fatigue vibratoire, l'origine principale des bouchages sur le parc français pour la période de 2004 à 2008 est la corrosion sous contrainte du côté primaire en zone de transition de dudgeonnage (Cf. Figure 58) [2].

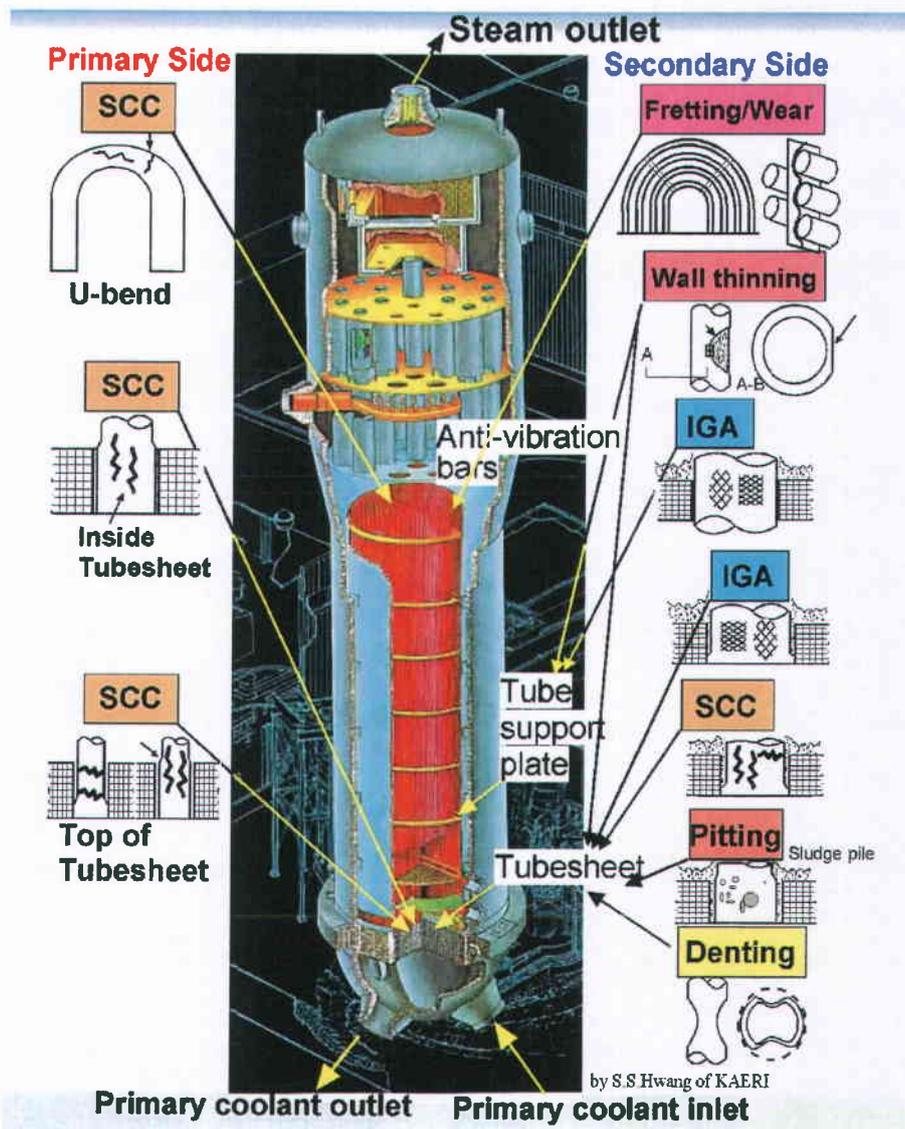


Figure 57 : Représentation schématique des différents modes de dégradation des tubes de générateur de vapeur, en milieux primaire et secondaire [1].

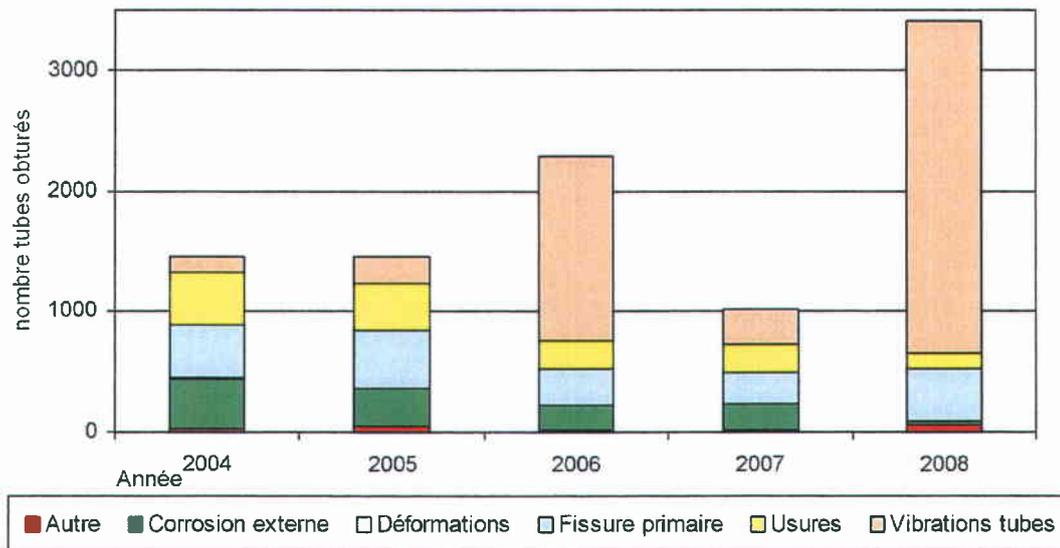


Figure 58 : Evolution des causes de bouchages sur les GV français, toutes tranches confondues, pour les années 2004 à 2008

Historiquement, la fissuration de l'alliage 600 MA en milieu primaire est apparue avant la fissuration de ce même alliage en milieu secondaire. La fissuration de l'alliage 600 MA en milieu secondaire a été à l'origine de très nombreux travaux, améliorations de la conception des GV et améliorations de l'exploitation notamment via l'application de spécifications chimiques de plus en plus draconiennes. Néanmoins, l'application de ces mesures n'a pas permis d'empêcher sa fissuration en service.

La fissuration de l'alliage 600 MA est principalement de la fissuration d'orientation longitudinale. Toutefois, la fissuration peut aussi, dans certains cas être d'orientation circonférentielle ce qui pourrait conduire à une rupture guillotine du tube de GV et donc une RTGV.

Les paragraphes ci-après détaillent l'aspect mécanique via l'analyse des contraintes qui gouverne l'orientation de la fissuration et éventuellement la cinétique de fissuration.

Fissuration circonférentielle des tubes de GV en milieu primaire

En peau interne et en pied des tubes de GV, la corrosion sous contrainte affecte principalement la zone de transition de dudgeonnage. Le dudgeonnage peut être un simple dudgeonnage appelé Dudgeonnage Intégral (DI) ou un Dudgeonnage Amélioré Mécaniquement (DAM) qui avait pour objectif de créer une zone de transition plus progressive que celle obtenue avec un simple dudgeonnage. Pour l'IRSN, le volet relatif aux contraintes en zone de transition de dudgeonnage a été largement étudié, notamment de manière expérimentale. En zone de transition de dudgeonnage, la fissuration est essentiellement due aux contraintes résiduelles de dudgeonnage [3]. Les contraintes de service jouent un rôle mineur, comme le montre la Figure 59 qui présente une synthèse des contraintes résiduelles et des contraintes nominales de services en zone de transition de dudgeonnage [3]. EDF indique pour ces zones que la vitesse de fissuration de l'alliage 600 MA est en moyenne de 0,1 $\mu\text{m}/\text{h}$ (0,9 mm/an) [3].

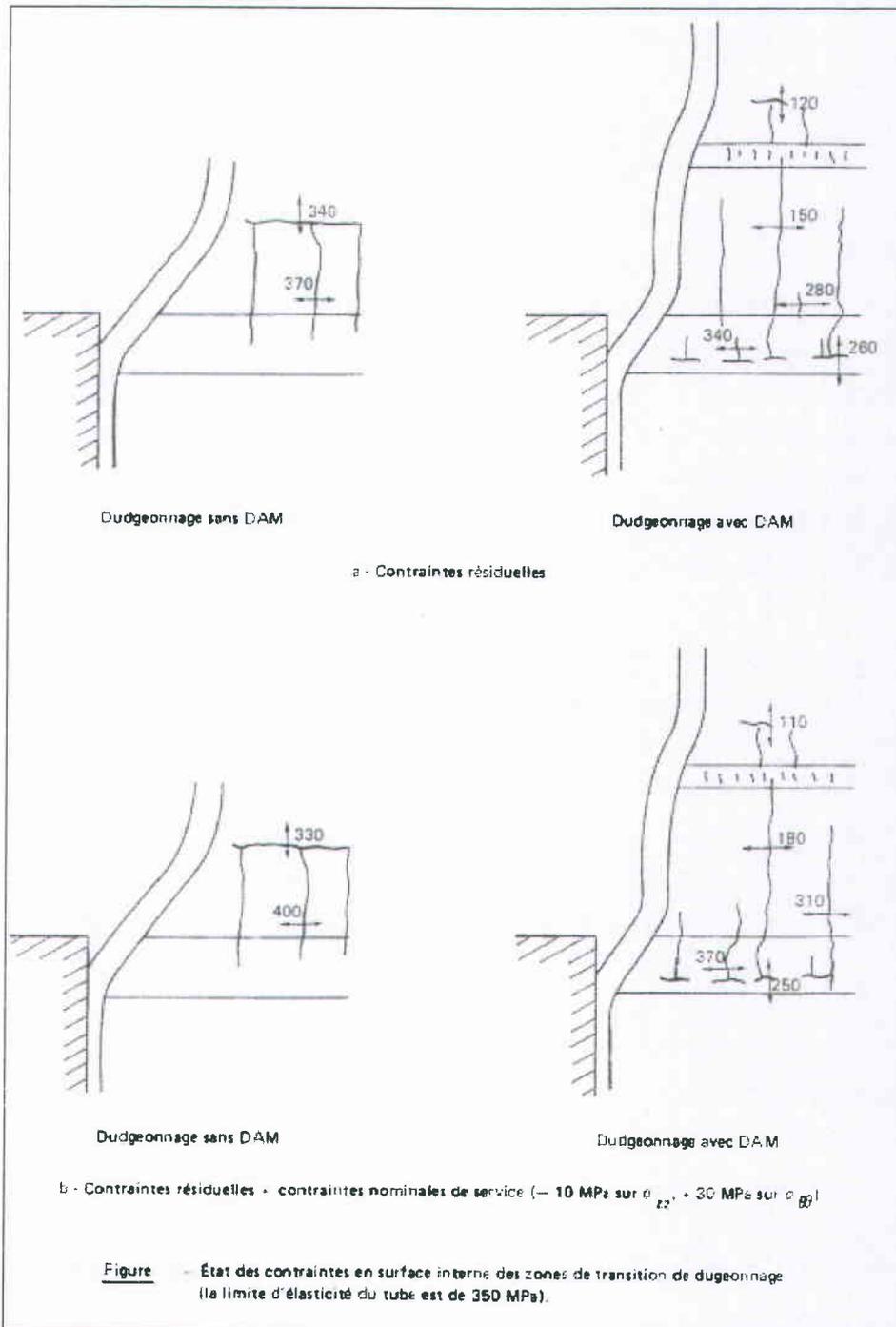


Figure 59 : Contraintes résiduelles et contraintes nominales de services en zone de transition de dudgeonnage (DI et DI + DAM), en peau interne des tubes de GV [3]

Un certain nombre de cas de fissuration circonférentielle étaient dus à des anomalies de dudgeonnage et/ou à des anomalies de perçage des plaques à tubes [4].

Après 30 années de retour d'expérience, l'IRSN constate que la fissuration en zone de transition de dudgeonnage est un phénomène de dégradation bien cerné.

Cependant, pour l'IRSN, d'autres dégradations en pied de tube ayant pour origine la présence de boues voire de grenailles sur la plaque à tubes sont toujours actives [5] et plus préoccupantes. En effet, en 1989, la présence de boues et de grenailles sur la plaque à tubes avait conduit à observer lors des contrôles après un cycle de fonctionnement, de nombreuses fissurations circonférentielles en pied de tube sur la tranche 1 de Nogent puis sur la tranche 2 de Saint-Alban [4]. L'expansion par corrosion des grenailles métalliques avait conduit à des strictions des tubes qui présentaient dans ces zones déformées des fissures circonférentielles. Certaines de ces fissures circonférentielles étaient quasi voire traversantes. Pour l'IRSN, le fait d'observer ces fissures circonférentielles en un cycle pourrait s'expliquer par le fait que la striction s'étant développée progressivement et lentement a conduit à un amorçage rapide de la corrosion sous contrainte puis à sa propagation également rapide (> 1 mm/an). Cette affaire est connue sous le nom de "rétreints 1 300 MWe". Pour l'IRSN, ce type de propagation rapide observée en milieu primaire pourrait être observé en milieu secondaire dans le cas où le tube subirait une dégradation de type denting. En effet, dans le cas d'un denting la déformation progressive du tube conduirait comme dans le cas des rétreints 1 300 MWe à imposer une vitesse de déformation lente des tubes ce qui est tout à fait défavorable vis-à-vis des cinétiques de corrosion sous contrainte.

Fissuration circonférentielle des tubes de GV en milieu secondaire

Contrairement à la chimie du milieu primaire, la chimie du milieu secondaire des générateurs de vapeur est plus difficile à cerner. Par conception, les générateurs de vapeurs concentrent l'ensemble des impuretés qui peuvent y rentrer, soit à des teneurs infinitésimales, soit à des teneurs importantes à la suite de fuites entre les circuits secondaires et le circuit tertiaire. Seule une faible partie des impuretés peut être éliminée par la purge des générateurs de vapeur. De plus, localement les générateurs de vapeur présentent des zones confinées comme l'interstice entre la plaque entretoise et le tube, ou encore les zones recouvertes de dépôts d'oxydes sur les tubes ou la plaque à tubes. Du fait de l'existence d'un gradient thermique au niveau de ces zones confinées, les polluants peuvent s'y concentrer encore d'avantage.

Les évolutions de la corrosion en milieu secondaire d'un cycle sur l'autre peuvent être importantes. Ainsi EDF rapporte que [6] :

- de 1990 à 1991, pour le GV de la boucle 2 de Saint-Laurent B1, le taux de fissuration est passé de 1 % à 13,3 % en un cycle,
- de 1992 à 1993, pour le GV de la boucle 1 de Saint-Laurent B2, le taux de fissuration est passé de 2 % à 14 % en un cycle,
- en 1999, le développement de dégradations sur les GV de Fessenheim 1, en particulier sur le GV de la boucle 1, a entraîné un bouchage en augmentation par rapport au cycle précédent.

EDF indique qu'en raison de la méconnaissance des milieux à l'origine des dégradations [7] : *"il est également hasardeux de prévoir la vitesse de propagation de fissures, pourtant nécessaire à connaître pour s'assurer que certaines d'entre elles ne présenteront pas des dimensions inacceptables au cours du cycle de fonctionnement suivant leur découverte et que les tubes affectés peuvent être laissés en service"*.

EDF indique que la présence de dépôts est nécessaire pour observer de la corrosion en milieu secondaire [7].

Pour la fissuration circonférentielle en pied de tube, EDF indique que "la fissuration est située en moyenne à 5 mm sous le sommet de la face supérieure de la plaque [à tubes], elle affecte le tube sur une hauteur limitée (1 à 2 mm) ou de plusieurs millimètres (jusqu'à 16 mm) ; dans le premier cas, la fissuration apparaît plutôt en dehors de la zones des boues ; dans le second, il s'agit de réseaux de fissures très courtes (1 à 2 mm) dont l'existence est favorisée par la présence de boues sur la plaque à tubes" [7].

EDF retient les valeurs suivantes pour les contraintes en peau externe et en pied de tube, sans ou avec la présence de dépôts d'oxydes [7] :

		Sans dépôt		
Dudgeonnage	Contraintes en peau externe	Contraintes résiduelles	Contraintes de service	Contraintes dans les tubes
Dudgeonnage intégral (DI)	σ_{zz} (MPa)	110 à 200	50 à 100	160 à 300
	$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)	< 90	30 à 120	< 120 à 210
DI + Dudgeonnage amélioré (DAM)	σ_{zz} (MPa)	< 90	50 à 100	< 140 à 190
	$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)	< 90	30 à 120	< 120 à 210
		Avec dépôts		
Dudgeonnage	Contraintes en peau externe	Contraintes de service	Rétreint de 50 μ m	Contraintes dans les tubes
Dudgeonnage intégral (DI)	σ_{zz} (MPa)	- 60 à 10	125	175 à 335
	$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)	0 à 50	0	< 90 à 140
DI + Dudgeonnage amélioré (DAM)	σ_{zz} (MPa)	- 60 à 10	125	< 155 à 225
	$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)	0 à 50	0	< 90 à 140

L'IRSN retient que les valeurs des contraintes en peau externe et en pied de tube, sans ou avec la présence de dépôts d'oxydes permettent de rendre compte de la fissuration circonférentielle en pied de tube.

Au droit des plaques entretoises, EDF retient les valeurs suivantes pour les contraintes en peau externe des tubes [7] :

Contraintes en peau externe	Contraintes résiduelles	Contraintes de montage	Contraintes de service	Contraintes totales
σ_{zz} (MPa)	0	50 à 80 (1)	70	120 à 150
$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)	200	--	140	340

(1) en fonction des hypothèses prises

L'IRSN retient que l'orientation de la contrainte principale maximale en peau externe, au droit des plaques entretoises, est circonférentielle, ce qui conduit à observer de la fissuration longitudinale. Cette conclusion a été mise en défaut par la découverte de fissures circonférentielles sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

Afin de mieux comprendre l'apparition de fissuration circonférentielle sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3, l'IRSN considère que des points complémentaires relatifs soit à la corrosion sous contrainte en milieu secondaire soit aux chargements mécaniques au niveau des plaques entretoises nécessitent des approfondissements.

Pour ce qui concerne la corrosion sous contrainte en milieu secondaire, des facteurs permettent d'abaisser le seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte à un niveau bas de l'ordre de 150 MPa pourraient permettre d'expliquer l'apparition des dégradations observées après 30 années d'exploitation. Parmi les polluants, le plomb pourrait être un facteur qui permet d'abaisser ce seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte. Toutefois, les données synthétisées par EDF ne montrent pas d'effet spectaculaire du plomb sur le seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte [7]. Le tableau ci-après résume ces données et montre un effet relativement faible du plomb sur le seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte. EDF indique également qu'avec de faibles contraintes (< 270 MPa) seule de l'IGA (370 µm en 1 700h) est observée pour l'alliage 600 TT [7].

Milieu	Temps (h)	Contrainte (MPa)	Observation
NaOH 10 % à 350 °C	3 000	285	Pas de corrosion sous contrainte
NaOH 10 % à 350 °C + 1 % PbO	400	270	Corrosion sous contrainte

D'autres polluants pourraient abaisser le seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte de l'alliage 600 MA en milieu secondaire mais peu de données quantitatives existent. Dans un document récent [9], EDF indique que dans un milieu secondaire dit complexe (AVT + alumine + silice + acide acétique + phosphate), les contraintes seuils pourraient être plus basses qu'en milieu caustique utilisé en laboratoire. Ainsi, pour un tube en alliage 600 MA ayant une limite d'élasticité de 200 MPa, la contrainte seuil d'amorçage dans ce milieu serait de 160 MPa.

L'autre paramètre qui permettrait d'abaisser le seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte est le temps. A partir d'essais sévères en capsule, EDF a montré pour l'alliage 600 que le seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte diminue au cours du temps (Cf. Figure 60). Pour un tube référencé 6D de limite d'élasticité de 270 MPa à 350 °C, le seuil d'amorçage passe de 250 MPa pour 100 h, à environ 210 MPa pour 1 000 h [7]. Cet abaissement du seuil de la corrosion sous contrainte en fonction du temps pourrait être lié au caractère stochastique de ce phénomène. Le tube 6V n'est pas issu d'une production industrielle et a de très faibles caractéristiques mécaniques ($R_{p0,2\%}$ et R_m).

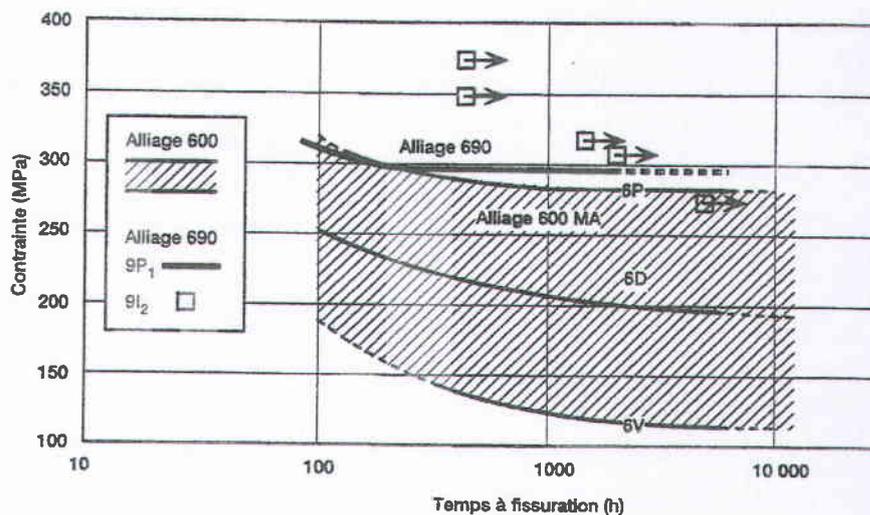


Figure 60 : Courbes contraintes-temps à fissuration de l'alliage 690 dans la soude à 10% à 350°C (essais sur capsules), comparaison avec l'alliage 600

Une extrapolation de ces données issues des essais réalisés sur le tube 6D à 200 000 h (temps comparable à la durée de fonctionnement de Bugey 3) conduirait à un niveau de contrainte seuil d'amorçage de la corrosion sous contrainte de l'ordre de 170 MPa. L'IRSN note qu'EDF avait déjà utilisé cette même approche dans le cadre de l'analyse des dégradations importantes observées au niveau des plaques entretoises du GV de la boucle 2 de Saint-Laurent B1 [8].

Références

- [1] Seong Sik Hwang, Hong Pyo Kim, "Consultancy Meeting on Update of IAEA-TECDOC on Ageing Management of Steam Generators", IAEA, Vienna, Austria, June 15-18, 2009.
- [2] "Synthèse REX faisceau tubulaire année 2008", Réunion REX GV du 10 mars 2009.
- [3] "La corrosion sous contrainte de l'alliage 600 dans l'eau", rapport EDF HT-40/PV D 729-A (15/01/1990).
- [4] "Doctrine de maintenance - Générateur de vapeur REP - Fissuration interne en zone de transition de soudage", Document EDF DPN/UNIE/GMAP D4550.32-07/2231 (14/12/2007).
- [5] "Dégradations du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur dans la zone conventionnelle des boues", Lettre ASN/DEP : Dép-DEP-0518-2009 (ASN-2009-45677) (14/08/2009).
- [6] "Doctrine de maintenance, Générateur de vapeur REP - Fissuration de l'Inconel 600 sous l'effet d'agents chimiques du côté secondaire", Document EDF DPN/UNIE/GMAP D4550.32-07/2233 (14/12/2007).
- [7] "La corrosion côté secondaire des tubes de générateurs de vapeur, EDF-Framatome-CEA", "livre blanc", éditeur J.M. Gras (EDF), 1996
- [8] B. Prioux, F. Vaillant, F. Cattant, A. Stutzmann, P. Lemaire, " Saint-Laurent B1 : expertise, chimie en fonctionnement et essais de corrosion", Actes du colloque international Fontevraud III, 383-393, 12-16 septembre 1994.
- [9] M. Pavageau, F. Vaillant, "Bilan du projet T4-01-01 - Chimie secondaire : impact sur la corrosion des tubes de générateur de vapeur - 01.01.2001/31.12.2003", Note EDF HT-29/04/010/A (septembre 2004).