



Rapport au Groupe Permanent des équipements sous pression nucléaires

CODEP-DEP-2010-013750



Séance du 19 avril 2010



Corrosion externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur de Bugey 3

Date	Rédacteur	Vérificateur	Approbateur
02/04/2010	 S. GENET	 S. CROMBEZ	 S. LIMOUSIN

SYNTHESE

Au cours de l'arrêt 2009 du réacteur n° 3 de Bugey, les contrôles par courants de Foucault ont mis en évidence une fissure circonférentielle au droit d'une plaque entretoise sur le générateur de vapeur (GV) n° 1. Dans sa doctrine de maintenance, EDF considérait que les contrôles et les bouchages mis en œuvre étaient de nature à prévenir l'apparition d'une telle dégradation. A la suite de cet événement, EDF a procédé à des extensions de contrôles qui ont conduit à la détection d'un défaut de même nature sur un autre tube du GV concerné.

Afin de caractériser l'état du faisceau tubulaire de ce générateur de vapeur, EDF a mis en place un large programme de contrôles et d'expertises incluant l'utilisation de procédés d'examen non destructifs (END) mis en œuvre pour la première fois sur le parc électronucléaire français.

Ces nouveaux procédés END sont la sonde multiéléments X-Probe, et le procédé STT, qualifié pour la détection des indications d'orientation circonférentielles en pied de tube, qui a été adapté pour pouvoir accéder aux plaques entretoises. L'ensemble de ces contrôles a mis en évidence la présence de nombreuses indications de fissures longitudinales et circonférentielles, ainsi que de la corrosion généralisée localement profonde.

Les expertises réalisées sur des tubes extraits avaient pour but d'identifier les mécanismes de dégradation en jeu, de disposer d'éléments sur leur nocivité par des essais de mise en pression et de s'assurer de la performance des END en corrélant les signaux obtenus à des défauts réels. Ce programme a caractérisé les deux formes sous lesquelles se manifeste la corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises :

- l'attaque intergranulaire, décohésion généralisée des grains de l'alliage par dissolution des joints de grain,
- la fissuration par corrosion sous contraintes intergranulaire d'orientation longitudinale et circonférentielle.

Les procédés de contrôles non destructifs ont par ailleurs conduit à détecter 35 indications de fissures circonférentielles notables. Les moyens mis en œuvre ont également permis d'estimer la section dégradée par corrosion pour l'ensemble des tubes ayant fait l'objet d'un contrôle à l'aide de la sonde S10.

Le rapporteur considère que les END et les expertises mis en œuvre sur les GV de Bugey 3 permettent d'avoir une bonne connaissance de l'état du faisceau tubulaire des GV.

EDF a procédé en parallèle à une ré-analyse de la démonstration de la tenue mécanique des tubes au droit des plaques entretoises en présence de dégradations affectant la circonférence du tube. Des critères d'obturation pour les tubes affectés de corrosion externe au droit des plaques entretoises, basés sur l'indicateur de section dégradée et la détection de fissures circonférentielles, ont donc été définis. EDF a proposé une stratégie de bouchage ciblé des tubes présentant une nocivité vis à vis du risque de rupture de tube de GV.

Afin de compléter la démonstration apportée par EDF, dont le rapporteur juge qu'elle ne satisfait pas aux exigences relatives à la détermination d'un défaut critique, l'IRSN a effectué un contre calcul incluant une cinétique considérée comme enveloppe pour les dégradations concernées et introduisant un coefficient de pénalisation des calculs destiné à couvrir plusieurs non conservatismes présents dans l'approche proposée par EDF.

Le rapporteur considère, sur la base des calculs effectués par l'IRSN, que le critère de bouchage proposé par EDF permet de s'assurer, pour un cycle d'une durée maximale de 6 mois, de l'absence de risque significatif de RTGV par instabilité du ligament restant sous traction axiale. En revanche le rapporteur considère que la démonstration du calcul du défaut acceptable en début de cycle telle que présentée par EDF n'est pas recevable en l'état.

Du point de vue phénoménologique, les mécanismes à l'origine des fissures d'orientation circonférentielle de corrosion sous contrainte observées ne sont pas encore cernés, bien qu'EDF ait identifié plusieurs hypothèses considérées comme plausibles. Le dossier d'EDF ne repose pas principalement sur la compréhension exhaustive de l'apparition des dégradations, 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 acceptables en début de cycle de fonctionnement.

EDF a appuyé sa stratégie sur la démonstration de l'absence de risque de rupture d'un tube au cours du prochain cycle de fonctionnement, et l'a complétée au cours de l'instruction en apportant des éléments concernant l'étanchéité du faisceau tubulaire, qui constitue environ 90% de la deuxième barrière de confinement qu'est le circuit primaire principal. Le rapporteur constate cependant que la situation du GV n°1 de Bugey 3 est, de par la probabilité d'occurrence d'une fuite et le débit potentiel de celle-ci, plus sévère que celle des autres GV du parc en exploitation et qu'elle ne peut être comparée au cas des fissures traversantes tolérées en pied de tube.

Le rapporteur considère par ailleurs que l'intégrité du circuit primaire et les règles de fonctionnement à fuite faible sont deux lignes de défense qui doivent demeurer indépendantes. Ainsi, les tubes comportant un risque de fuite notable ne doivent pas être maintenus en service au cours du prochain cycle.

SOMMAIRE

1 INTRODUCTION.....	1
2 LES GÉNÉRATEURS DE VAPEUR DE BUGEY 3 : ÉTAT DES LIEUX.....	2
2.1 Généralités sur les GV de Bugey 3.....	2
2.1.1 Caractéristiques des GV de Bugey 3.....	2
2.1.2 Fonction de sûreté	5
2.1.3 L'Inconel 600 : un alliage sensible à la corrosion.....	6
2.2 État actuel des GV de Bugey 3.....	7
2.2.1 Dégradations détectées sur le GV n°1 de Bugey 3 en 2009.....	7
2.2.2 Dossiers de sûreté : BTGV et débit primaire.....	10
2.3 Autres réacteurs concernés.....	11
3 EXAMENS NON DESTRUCTIFS ET CONTRÔLES COMPLÉMENTAIRES.....	13
3.1 Description des procédés de contrôles non destructifs.....	13
3.1.1 Sonde axiale : SAX.....	13
3.1.2 Sonde tournante longue 10 mètres : S10.....	13
3.1.3 Sonde tournante transversale modifiée : STT/S10.....	14
3.1.4 Sonde multi-éléments : X-Probe	15
3.1.5 Qualification des procédés de contrôle.....	16
3.2 Programme et déroulement des contrôles.....	16
3.2.1 GV n°1.....	16
3.2.2 GV n°2 et 3.....	19
3.3 Résultat des contrôles.....	20
3.3.1 Bilan SAX.....	20
3.3.2 Bilan S10.....	23
3.3.2.1 Taches de corrosion.....	23
3.3.2.2 Fissures circonférentielles.....	24
3.3.2.3 Fissures longitudinales.....	25
3.3.3 Bilan X-Probe.....	25
3.3.3.1 Toutes indications.....	26
3.3.3.2 Indications circonférentielles.....	27
3.3.4 Bilan STT.....	28
3.4 Comparaison des procédés de contrôle.....	29
3.4.1 Comparaison S10 – STT/S10.....	29
3.4.2 Comparaison SAX - S10.....	31
3.4.3 Comparaison SAX - X-Probe.....	32
3.4.4 Comparaison S10 - X-Probe.....	32
3.4.5 Comparaison X-Probe – STT/S10.....	34
3.5 Exhaustivité des contrôles.....	34
3.5.1 Fissures circonférentielles.....	34
3.5.2 IGA profonde.....	35
3.5.3 IGA en bande étroite.....	35

3.6 Bilan des END et des contrôles.....	36
4 EXPERTISES SUR TUBES EXTRAITS.....	38
4.1 Programme d'extractions.....	38
4.2 Essais de tenue en pression.....	40
4.3 Résultats des expertises métallurgiques.....	42
4.3.1 Présence des dégradations.....	42
4.3.1.1 Tronçon L34C57-E1 : signal SAX élevé sans fissure longitudinale en S10.....	43
4.3.1.2 Tronçon L05C17-E2 : signal SAX moyen sans fissure longitudinale en S10.....	45
4.3.2 Exhaustivité des contrôles.....	47
4.3.3 Intégrité des tubes.....	48
4.3.3.1 Tronçon L28C47-E1 : signal STT significativement supérieur au seuil de notation.....	48
4.3.3.2 Tronçon L16C02-E2 : signal STT légèrement supérieur au seuil de détection.....	49
4.3.3.3 Tronçon L24C49-E1 : signal STT légèrement inférieur au seuil de notation.....	50
4.3.3.4 Tronçon L23C40-E1 : signal STT déclassé.....	51
4.3.3.5 Tronçon L31C25-E2 : signal STT déclassé.....	55
4.4 Analyse chimique des dépôts.....	56
4.5 Synthèse des résultats d'expertises.....	57
5 MÉCANISMES DE DÉGRADATION ET ANALYSE MÉCANIQUE.....	59
5.1 Description des dégradations de corrosion au droit des plaques entretoises.....	59
5.1.1 Observations antérieures à Bugey 3.....	59
5.1.2 Dégradations rencontrées à Bugey 3.....	60
5.2 Attaque intergranulaire généralisée (IGA).....	61
5.2.1 Définition de l'IGA.....	61
5.2.2 Phénoménologie : formation d'IGA profonde.....	61
5.2.3 Cinétique de l'IGA.....	61
5.2.3.1 Position d'EDF.....	61
5.2.3.2 Position de l'IRSN.....	62
5.3 Fissuration par corrosion sous contrainte intergranulaire (IGSCC).....	63
5.3.1 Définition de l'IGSCC.....	63
5.3.2 Phénoménologie.....	64
5.3.2.1 Retour d'expérience international.....	65
5.3.2.2 Contraintes résiduelles.....	66
5.3.2.3 Contraintes dues à un tube bloqué dans plaque.....	67
5.3.2.4 Contraintes dues au denting.....	68
5.3.2.5 Contraintes résultant d'IGA profonde.....	68
5.3.2.6 Présence de polluants.....	69
5.3.3 Cinétiques.....	69
5.3.3.1 IGSCC d'orientation longitudinale.....	69
5.3.3.2 IGSCC d'orientation circonférentielle.....	70
5.3.3.2.1 Position d'EDF.....	70
5.3.3.2.2 Analyse de l'IRSN.....	71
5.4 Défauts critiques retenus par EDF.....	72
5.4.1 Position d'EDF.....	72
5.4.1.1 Rappel de la doctrine de maintenance.....	72

5.4.1.2 Défauts critiques sur les GV de Bugey 3.....	73
5.4.1.2.1 Calcul théorique du défaut critique circonférentiel.....	74
5.4.1.2.2 Comparaison du défaut critique théorique aux résultats expérimentaux.....	75
5.4.1.2.3 Défaut acceptable en début de cycle.....	76
5.4.2 Position de la NRC (Nuclear Regulatory Commission).....	78
5.4.3 Reprise du calcul de l'IRSN.....	79
5.5 Bilan des défauts laissés en service sur le GV n°1 de Bugey 3.....	82
5.6 Bilan.....	84
6 RISQUE DE FUITE EN FONCTIONNEMENT.....	86
6.1 Hypothèse sur l'encastrement des tubes dans les plaques entretoises sous l'effet d'oxydes.....	86
6.2 Retour d'expérience : essais de débit de fuite au droit des plaques entretoises.....	87
6.2.1 Détermination d'un débit de fuite à froid en configuration « tube bloqué » en supposant un déplacement de la plaque par rapport au tube percé.....	88
6.2.2 Essais d'éclatements.....	90
6.3 Risque de fuites en fonctionnement à Bugey 3.....	91
6.3.1 Comportement des faisceaux tubulaires au cours des cycles précédents.....	91
6.3.2 Essais de mise en pression des tubes extraits sur le GV n°1 de Bugey 3.....	93
6.4 Synthèse.....	97
7 DOSSIER ET STRATÉGIE D'EDF.....	99
8 POSITION DU RAPPORTEUR.....	101
8.1 Connaissance du phénomène et retour d'expérience.....	101
8.2 Moyens de contrôle et expertises mis en œuvre à Bugey 3.....	102
8.3 Phénoménologie et cinétiques des dégradations du GV n°1 de Bugey 3.....	103
8.4 Défauts critiques pouvant entraîner la ruine des tubes.....	104
8.5 Risque de fuite en fonctionnement.....	107
8.5.1 Risque de fuite sur le GV n°1 de Bugey 3.....	107
8.5.2 Situation du GV n°1 de Bugey 3 par rapport au parc en exploitation.....	108
8.5.3 Conséquences sur le redémarrage du réacteur Bugey 3.....	109
8.6 Synthèse des recommandations et des observations du rapporteur.....	110
8.7 Synthèse des engagements de l'exploitant.....	113
9 RÉFÉRENCES.....	114
10 PIÈCES JOINTES AU RAPPORT.....	116

1 Introduction

Pendant l'arrêt pour rechargement du réacteur de Bugey 3, une indication de fissure circonférentielle au droit d'une plaque entretoise a été détectée sur le générateur de vapeur (GV) n°1. Cette indication constituait un fait nouveau sur les GV du parc français. Lors de l'extraction de ce tube pour expertise, le tube s'est rompu au niveau de la plaque entretoise inférieure à celle où l'indication avait été détectée. Les expertises sur le tronçon de tube rompu ont montré la présence d'une fissure circonférentielle quasiment traversante sur une étendue angulaire de 100°, couplée à une zone d'endommagement par corrosion intergranulaire (IGA) profonde. Les contrôles mis en œuvre auparavant au droit de cette nouvelle indication n'avaient pas permis de détecter la présence de cette fissure.

Depuis le 25 avril 2009, le réacteur de Bugey 3 est à l'arrêt. EDF a déployé un important programme de contrôle par essais non destructifs, ainsi qu'un programme d'expertise métallurgique basé sur 7 tronçons extraits du GV n°1. La caractérisation approfondie de l'état du faisceau tubulaire du GV n°1 de ce réacteur a permis à EDF de définir des critères d'obturation pour les tubes affectés de corrosion externe au droit des plaques entretoises et de proposer une stratégie de bouchage ciblé des tubes présentant une nocivité vis à vis du risque de rupture de tube de GV. Au cours de l'instruction, EDF a complété son dossier par une analyse du risque de fuite en fonctionnement.

En vue de prendre position sur l'aptitude du faisceau tubulaire du réacteur de Bugey 3 à fonctionner pendant un cycle jusqu'à l'opération de RGV, l'ASN a sollicité l'avis du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires sur la suffisance des actions mises en œuvre par EDF, en terme de caractérisation de l'état du faisceau tubulaire, d'identification et de traitement des tubes jugés les plus dégradés, concernant les tubes affectés de corrosion externe au droit des plaques entretoises.

2 Les générateurs de vapeur de Bugey 3 : état des lieux

Ce chapitre a pour objectif de fournir un état des lieux de la situation actuelle des GV de Bugey 3 ainsi que les différents enjeux de sûreté liés à ces équipements.

2.1 Généralités sur les GV de Bugey 3

2.1.1 Caractéristiques des GV de Bugey 3

Les GV 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 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 (PE) : type C1, schéma en figure 2

- nombre : 8¹
- 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 ru d'eau
- passage des tubes par des trous ronds alésés ($\varnothing 22,6^{+0,4}_{-0,3}$)
- trous de circulation du fluide secondaire ($\varnothing 19,05^{+0,4}_{-0,3}$) dans l'espace inter-tube sauf pour les zones de périphérie de plaque qui sont proches du calage antisismique
- deux plaques de passage rectangulaire 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

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 entretoise sont en simple appui entre deux plaques

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

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'endommagements, par exemple la fragmentation des plaques entretoises comme observée à Fessenheim 2 à l'issue d'une opération de nettoyage chimique réalisée en 1992, ou d'autres désordres inattendus comme le colmatage des passages foliés des GV de type 51B.

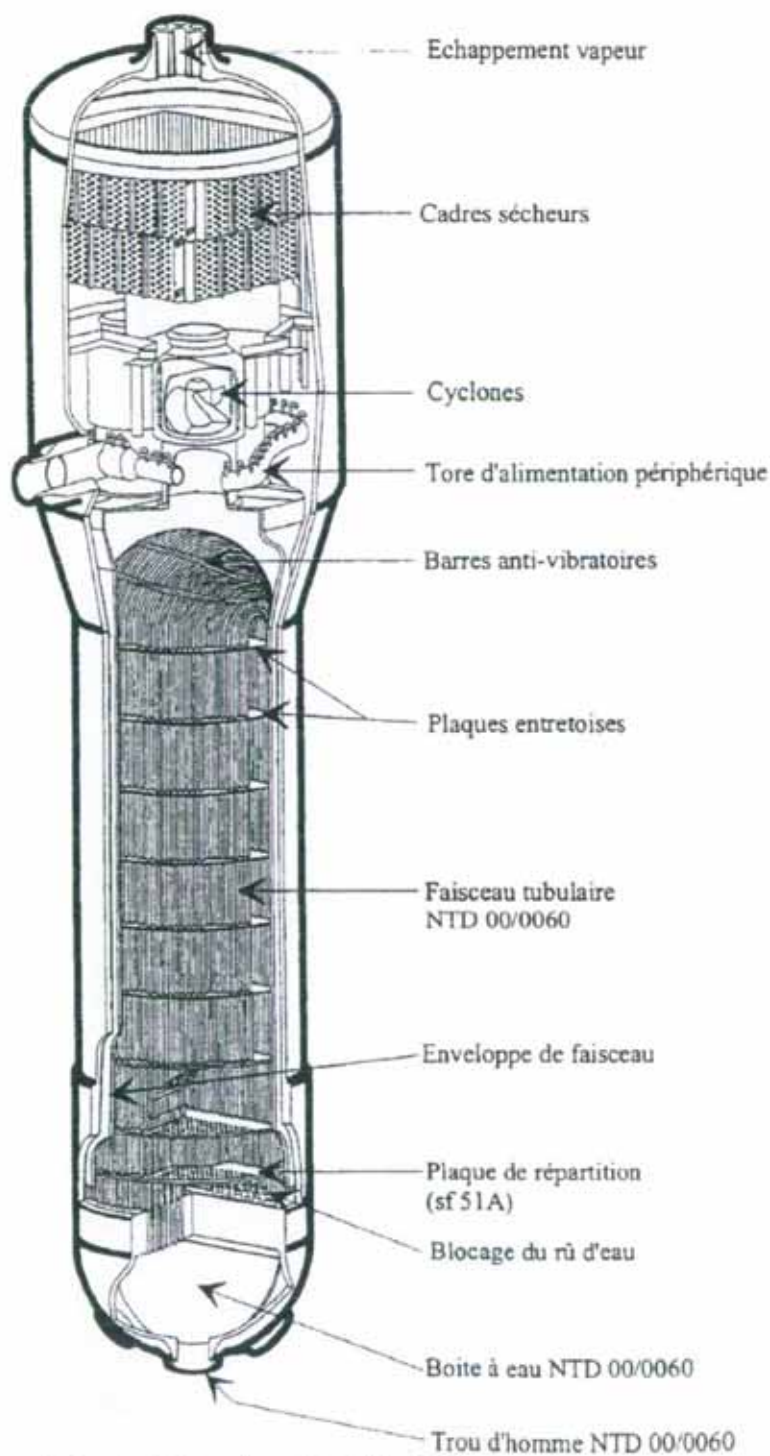


Figure 1: Schéma d'un GV de type 51A

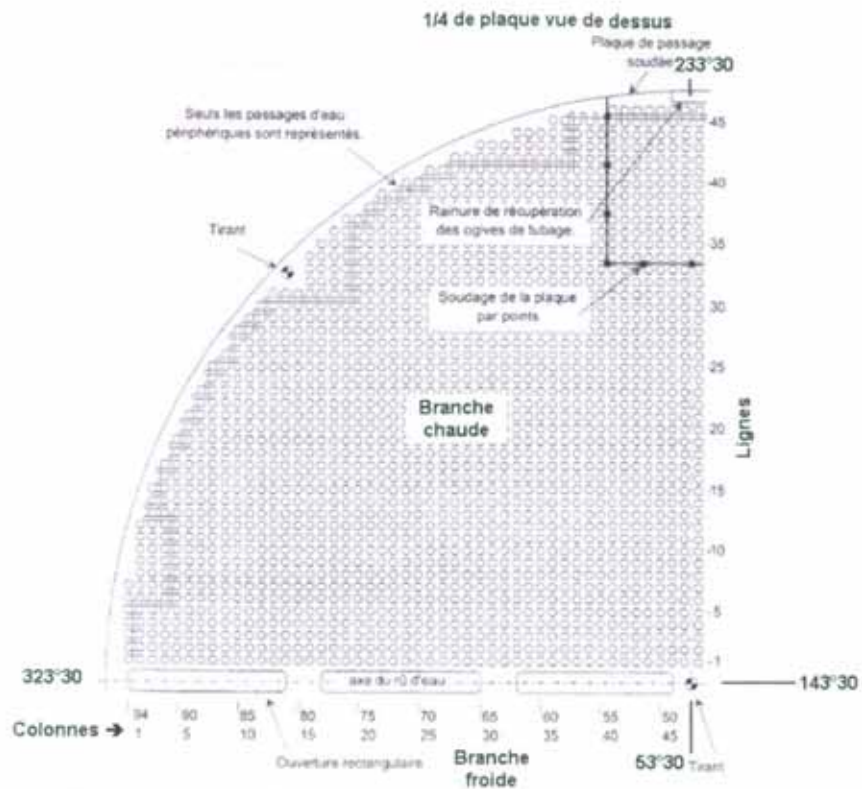


Figure 2: Schéma d'un GV de type 51A



Figure 3: Schéma des tirants monoblocs d'un GV de type 51A

2.1.2 Fonction de sûreté

Les principaux enjeux de sûreté liés aux GV sont :

- le maintien de l'inventaire en eau en fonctionnement pour refroidir le cœur (arrêt automatique sur bas niveau GV),
- le maintien du confinement.

Leur durée de fonctionnement est donc limitée par :

- leur aptitude à refroidir le cœur, dont l'indicateur pertinent est le taux de bouchage des tubes (taux de BTGV), qui a une influence directe sur l'extraction de chaleur et le débit primaire circulant dans la cuve,
- leur étanchéité, les tubes ne devant ni fuir (une très faible fuite en fonctionnement, de l'ordre de quelques litres par heure est parfois tolérée si elle n'est pas imputable à un défaut identifiable) ni rompre (accident de rupture de tube de générateur de vapeur, RTGV).

Les GV représentent 90% de la surface de la deuxième barrière de confinement, et constituent un by-pass de la troisième barrière que constitue l'enceinte du réacteur.

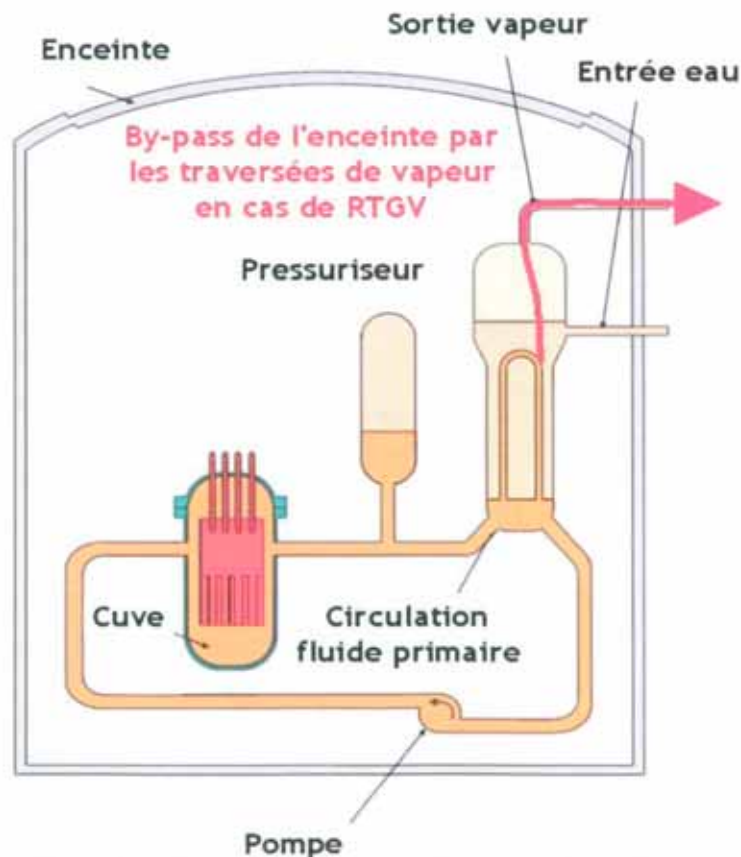


Figure 4: Le GV, un by-pass de la troisième barrière de confinement

2.1.3 L'Inconel 600 : un alliage sensible à la corrosion

En 1959, Henri Coriou (CEA) montre que l'alliage Inconel 600, sous des contraintes de traction à peine supérieures à sa limite d'élasticité, peut fissurer légèrement dans l'eau pure à 350°C après quelques mois d'exposition. Ce phénomène, appelé « Effet Coriou » ou encore PWSCC (Pure Water Stress Corrosion Cracking), a été caractérisé pour la première fois sur des tubes de générateurs de vapeur en 1971 aux États-Unis. Les premiers signes de corrosion sous contrainte (CSC) secondaire en France ont été observés en 1986 sur les GV de Fessenheim 1, après 60 000 heures de fonctionnement. Le premier remplacement de générateur de vapeur (RGV) pour cause de corrosion secondaire a été réalisé en 1995 à Saint Laurent B1.

La prévision des conditions et du temps d'amorçage de la corrosion sous contrainte (CSC) de l'Inconel 600 se heurte, dans les milieux aqueux à haute température, au problème de la durée considérable du temps d'amorçage (de plusieurs milliers d'heures à des centaines de milliers d'heures) qui peut présenter de fortes dispersions, mais également à la difficulté de s'assurer de la reproductibilité des essais (répétabilité).

Jusqu'aux contrôles des GV de Bugey 3 en 2009, de nombreuses dégradations étaient identifiées sur les faisceaux tubulaires du parc électronucléaire français, dont les principales sont résumées en figure 5.

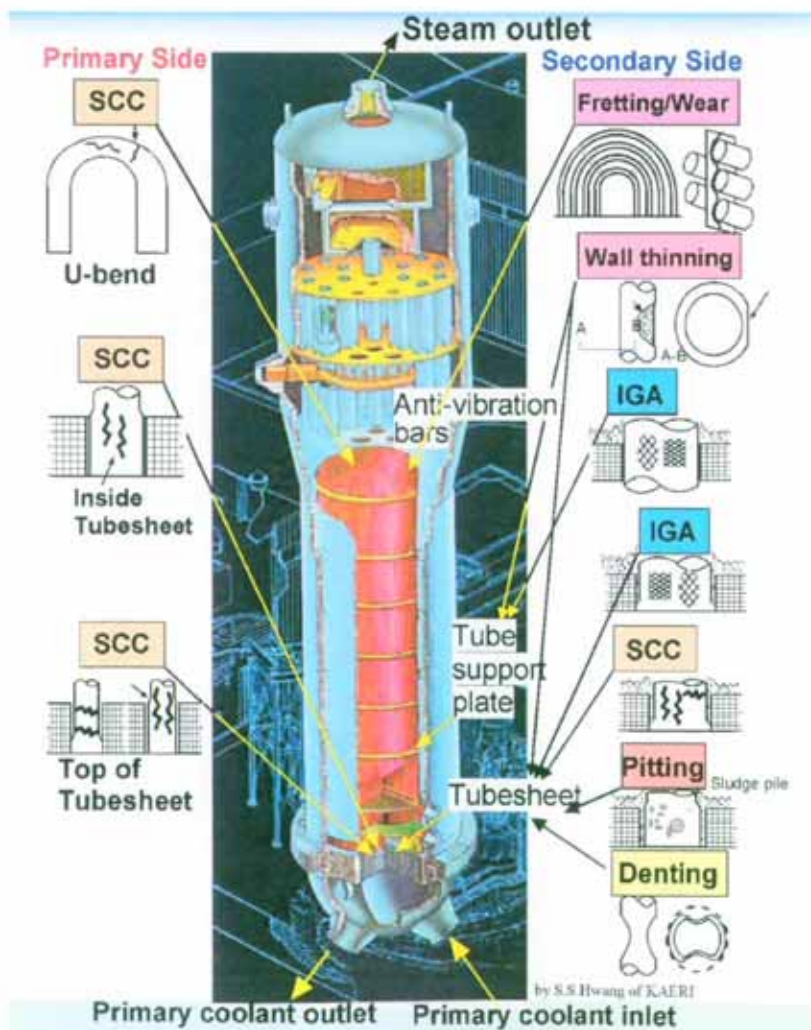


Figure 5: Représentation schématique des différents modes de dégradation des tubes de GV, en milieux primaire et secondaire

2.2 État actuel des GV de Bugey 3

Le réacteur de Bugey 3 est à l'arrêt depuis le 25 avril 2009. Il cumule plus de 200 000 heures de fonctionnement.

Le remplacement des GV (RGV) de Bugey 3 a été planifié conformément à l'engagement d'EDF suite aux recommandations de la SPN du 23 novembre 2004 et est prévu pour septembre 2010.

Les GV de remplacement sont en cours de fabrication. Le premier de ces trois GV de remplacement a subi son épreuve hydraulique de fin de fabrication le 6 mars 2010. EDF procédera au printemps 2010 au RGV de Bugey 2, ce qui ne permettait pas l'intégration du RGV de Bugey 3 sans risque de désorganisation des arrêts de réacteurs concernés.

2.2.1 Dégradations détectées sur le GV n°1 de Bugey 3 en 2009

Au cours de l'arrêt 2009 sur les GV n°1 de Bugey 3, les contrôles réalisés au titre du Programme de base de maintenance préventive (PBMP) ont mis en évidence un signal de type fissure circonférentielle au droit de la plaque entretoise n°2 du tube L12C32 côté branche chaude, confirmé par examen télévisuel.

D'après les PBMP (Programme de Base de Maintenance Préventive), un tel signal déclenche un EMAP (Évènement Méritant Attention Particulière), ce type de défaut n'étant pas attendu dans cette zone du GV. L'action proposée par l'EMAP est une extraction du tube pour procéder à des expertises, et déterminer quelle est l'origine réelle du signal et la morphologie du défaut.

Lors de l'extraction, le tube s'est rompu sous l'effort de traction au niveau de la plaque entretoise n°1. L'expertise du faciès du tube au niveau de cette rupture a mis en évidence une dégradation complexe de corrosion intergranulaire, de fissuration longitudinale et de fissuration circonférentielle. Les procédés de contrôle du PBMP (SAX et S10, cf. chapitre 3) n'avaient pourtant pas mis en évidence la fissuration d'orientation circonférentielle sur ce tronçon de tube.

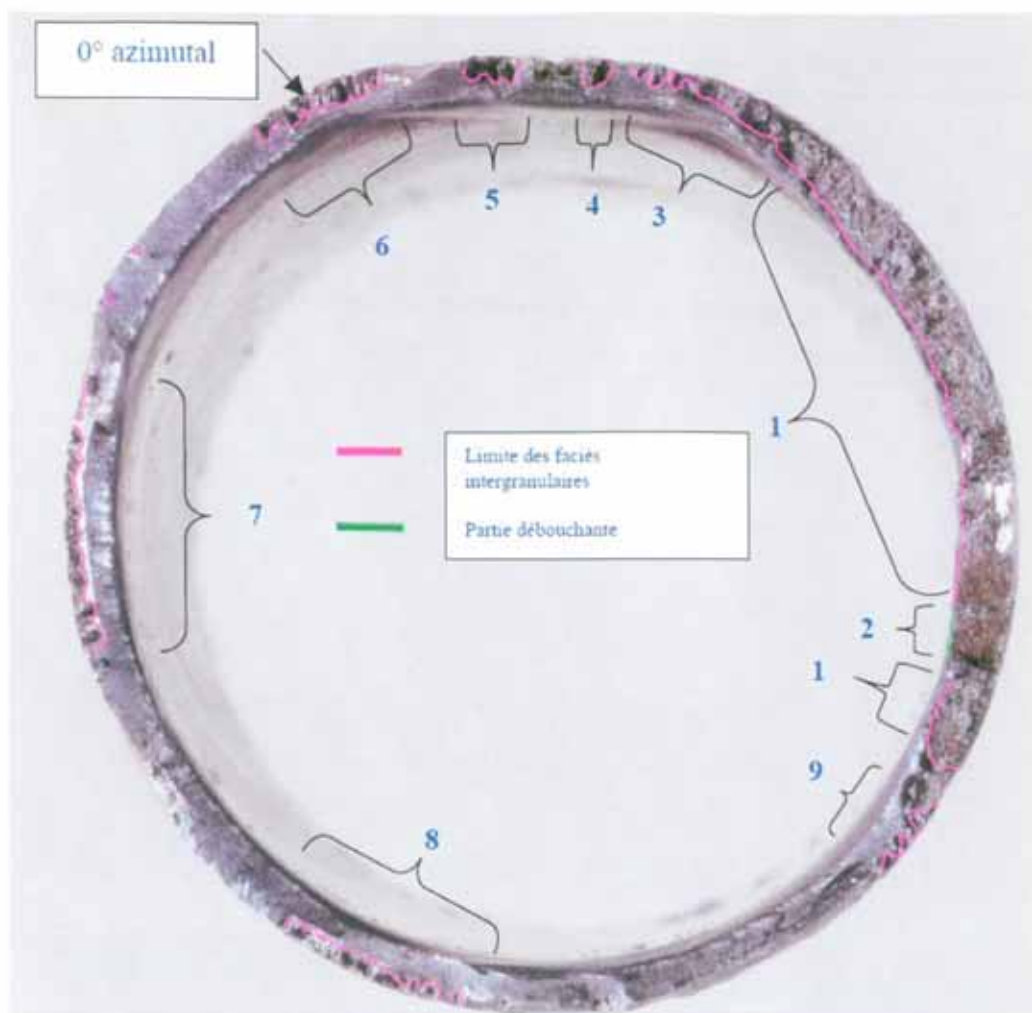


Figure 6: Faciès de rupture du tube L12C32 au droit de la plaque entretoise n°1, tube rupté au cours de l'extraction.

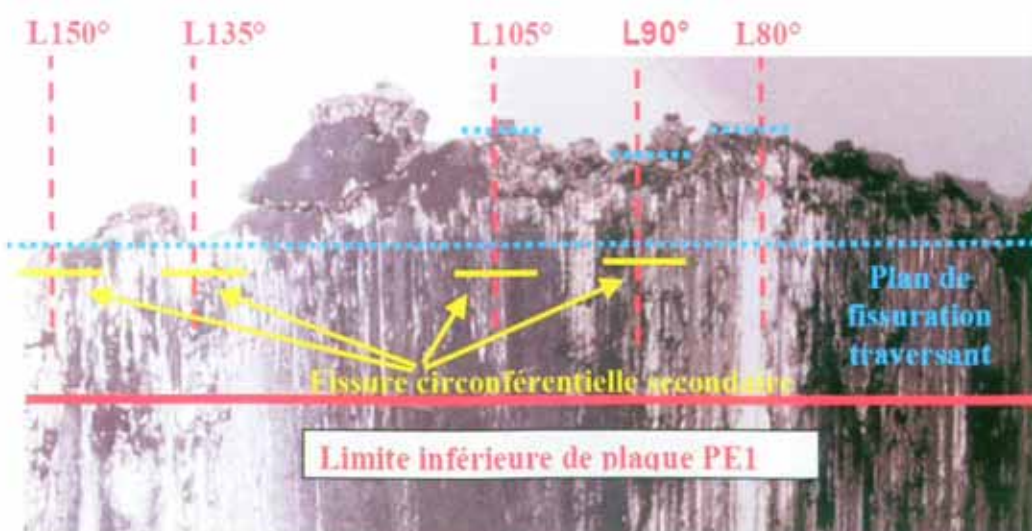


Figure 7: Vue de profil des zones 1 et 2 de la figure 6

De manière générale, les contrôles réalisés sur l'ensemble du faisceau ont montré une augmentation importante du nombre de signaux de type corrosion au droit des plaques entretoises du GV n°1. Le nombre de tubes obturés selon le PBMP a dépassé les prévisions les plus pessimistes d'EDF.

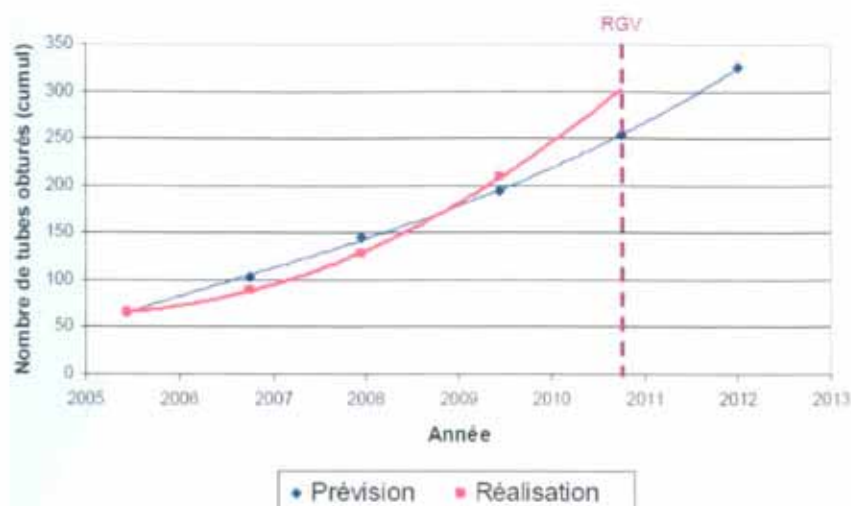


Figure 8: Nombre de tubes obturés depuis 2005 sur le GV n°1 de Bugey 3
- Comparaison prévision/réalisation réalisée en juillet 2009 (de nouveaux tubes ont été obturés au cours de l'arrêt 2009 depuis la création de ce graphique)

A la suite de ces découvertes, EDF a lancé un important programme de contrôle et d'expertise de tubes, présents aux chapitres 3 et 4.

L'état de dégradation global des faisceaux tubulaires des GV de Bugey 3 à l'issue de ces programmes est présenté dans le tableau 1. On notera que plus du tiers des tubes obturés sur ces GV l'ont été au cours de l'arrêt 2009-2010.

Le principal poste de bouchage de l'arrêt 2009-2010 concerne le bouchage préventif des tubes de rangée 11 et 12 non soutenus par barre antivibratoires, qui fait suite à la fuite en service d'un tube de Fessenheim 2 en février 2008, dossier traité lors de la séance de la SPN du 23/01/2009. Le second poste de bouchage concerne la corrosion au droit des plaques entretoises.

Maladie	Nombre de tubes obturés (tous GV)		Nombre de tubes obturés au cours de l'arrêt 2009		
	Avant arrêt 2009	Au 24/03/10	GV n°1	GV n°2	GV n°3
Raisons diverses	18	23		5 ²	
Corrosion externe au droit des PE	137	285	140 ³	7	1
Corrosion externe pied de tube	54	56	1	1	
Présence de corps migrants	59	63		4	
Corrosion externe au dessus des PE	9	10	1		
Déformation au droit des PE	16	16			
Fissure externe en fin de DI	24	24			
Fissure primaire pied de tube	138	142	2	1	1
Fuite Hélium	7	7			
Gonflement en pied de tube	1	1			
Fatigue vibratoire des cintres	85	339	51 ⁴	104	99
Fissures petits cintres	5	5			
Tubes en proximité – usures cintres	1	1			
Usures par barres antivibratoires	231	234		1	2
Manques de matière vus par CF	34	35	1		
TOTAL⁵	806	1228	196	123	103

Tableau 1: Causes des bouchages des tubes des GV de Bugey 3

2.2.2 Dossiers de sûreté : BTGV et débit primaire

Le réacteur de Bugey 3 présente la particularité d'avoir un débit primaire faible, sur lequel le taux de bouchage des GV (BTGV) a un fort impact négatif. Le débit primaire était estimé à 63000 m³/h en 2008 et la perte de débit par tube bouché est de 6 m³/h. Le bouchage de 422 tubes en 2009 conduit à une perte de débit estimée à 2500 m³/h.

Le redémarrage 2010 de Bugey 3 s'appuie sur deux dossiers de sûreté spécifiques :

- le dossier BTGV symétrique 20% à débit abaissé à 60500 m³/h, qui justifie un bouchage symétrique des GV jusqu'à une valeur maximale de 20 % (avec contraintes spécifiques sur les paramètres clés à la recharge) pour un réacteur à pleine puissance,
- le dossier BTGV dissymétrique à débit abaissé à 60500 m³/h, qui justifie un bouchage dissymétrique des GV jusqu'à 10 % (dossier élaboré avec un BTGV moyen de 12 % et un écart BTGV moyen – BTGV max de 6,5 %) pour un réacteur à pleine puissance.

Le dossier dissymétrique est associé au dossier symétrique (BTGV 20 %) car le réacteur de Bugey 3 présente une forte dissymétrie des BTGV (8,5 % de dissymétrie en 2009).

² Tubes obturés pour respecter la dissymétrie des taux de bouchage des GV

³ Cette valeur inclut les 10 tubes extraits pour expertise, présentée au chapitre 4.

⁴ Bouchages faisant suite à l'avis de la SPN du 23/01/09

⁵ Un tube peut être obturé pour plusieurs maladies

Seul le BTGV moyen en situation dissymétrique (12,08 %) présente un très léger dépassement par rapport à celui du dossier dissymétrique (12 %). Une demande de dérogation a été formulée à l'ASN, qui a donné son accord sous respect des conditions suivantes :

- puissance maximale du réacteur limitée à 85 %. La limitation de puissance est nécessaire pour limiter le risque d'instabilité vibratoire des tubes de rang 10 étant donné les conditions de fonctionnement du GV,
- absence de prolongation de cycle,
- pilotage avec les groupes de régulation les plus extraits possibles,
- seuil de protection par Haut Flux nucléaire abaissé à 87,5 %.

Comme l'abaissement de la puissance remet en cause plusieurs hypothèses des Règles Générales d'Exploitation, l'ASN a demandé à EDF de reformuler sa demande d'accord.

Les taux de bouchage des GV de Bugey 3 sont présentés dans le tableau 2. **Le GV n°1 présente un BTGV élevé de 17,95 %. Il possède une marge d'obturation de 68 tubes avant d'atteindre la limite de 20 % autorisé par les dossiers de sûreté.**

	Nombre de tubes obturés		Taux de bouchage	
	Avant arrêt 2009	Au 24/03/10	Avant arrêt 2009	Au 24/03/10
GV n°1	412	608	12,2%	17,95%
GV n°2	147	270	4,3%	12,08%
GV n°3	247	350	7,3%	9,98%

Tableau 2: Taux de bouchage (BTGV) des GV de Bugey 3

Les limites de taux de bouchage apparaissent donc comme une contrainte forte sur les GV de Bugey 3.

2.3 Autres réacteurs concernés

La corrosion externe au droit des plaques entretoises ne concerne à court terme que les 8 réacteurs équipés de GV en Inconel 600 MA avec plaques entretoises à passage circulaire.

Les GV de Blayais 2, 3 et 4 sont de type 51B, avec plaques entretoises à passage quadrifoliés, mais sont tout de même concernés par cette problématique, car ils comportent des passages de tube circulaires sur les plaques entretoises supérieures.

Ces GV seront tous remplacés dans les années à venir :

2010	2011	2012	2013	2014
Bugey 2	Gravelines 3	Fessenheim 2	Blayais 2	Blayais 3
Bugey 3		Chinon B2	Blayais 4	

Tableau 3: Date prévue des remplacements des générateurs de vapeur en Inconel 600 MA

Ce rapport ne traitera pas du cas de ces GV. A titre d'information, des contrôles et des extractions ont été menées sur les GV de Fessenheim 2 après la découverte des dégradations de Bugey 3. Aucune fissure d'orientation circonférentielle n'a été détectée. Les expertises ont révélé la présence d'IGA, parfois localement profonde (en bande étroite).

L'état de ces GV est, dans le pire des cas (Fessenheim 2), comparable aux GV n°2 et 3 de Bugey 3, soit dans un état de dégradation bien moins avancé que sur le GV n°1.

Un programme de contrôle approfondi a été défini pour le réacteur de Gravelines 3 actuellement à l'arrêt.

3 Examens non destructifs et contrôles complémentaires

EDF a mis en œuvre des contrôles complémentaires à ceux exigés par les programmes de base de maintenance préventive (PBMP) afin de caractériser au mieux les dégradations observées au droit des plaques entretoises. Ce chapitre détaille les procédés d'END utilisés ainsi que les résultats de ces contrôles. Ces éléments figurent par ailleurs de façon plus détaillée dans l'avis de l'IRSN [12] joint au dossier.

3.1 Description des procédés de contrôles non destructifs

Les sondes mises en œuvre pour la caractérisation des défauts observés à Bugey 3 utilisent le procédé de contrôle par courants de Foucault. Chaque sonde a un domaine d'application particulier, et est adaptée à la détection et/ou la caractérisation d'une ou plusieurs typologies de dégradations dans des régions spécifiques des tubes (pied de tube, partie cintrée, partie droite).

Une description plus précise de chaque sonde comprenant en particulier les schémas des sondes, les canaux employés et les défauts de référence utilisés pour l'étalonnage est donnée dans l'avis de l'IRSN joint au dossier. Le domaine de qualification de chaque sonde est présenté au paragraphe 3.1.5.

3.1.1 Sonde axiale : SAX

La SAX est la sonde de base utilisée dans le cadre des PBMP. Elle présente l'avantage de pouvoir contrôler la totalité du faisceau tubulaire et d'avoir une cadence d'acquisition élevée.

Elle est adaptée à la recherche de défauts d'orientation longitudinale et de défauts volumiques. Elle permet de détecter les défauts de type fissure longitudinale ou corrosion volumique externe, mais ne détecte pas les fissures d'orientation circonférentielle : elle n'avait pas permis de voir les fissures circonférentielles sur le GV n°1 de Bugey 3. Par contre elle ne permet pas de caractériser les dimensions des taches de corrosion détectées. En présence d'un signal SAX important, la sonde S10 est mise en œuvre à titre d'expertise pour caractériser ces défauts.

Le seuil de notation de la sonde SAX défini dans le PBMP [19] pour les indications de corrosion au droit des plaques entretoises est de 200 mV (canal F2). Le critère de bouchage défini pour ces indications dans le PBMP est de 2 volts.

3.1.2 Sonde tournante longue 10 mètres : S10

La sonde S10 est utilisée pour détecter et caractériser la corrosion au droit des plaques entretoises. Elle n'est pas qualifiée pour caractériser les fissures d'orientation circonférentielle qu'elle ne détecte pas de façon certaine.

Trois types d'indications peuvent être notés lors de l'examen à la sonde S10 :

- les **taches de corrosion sous plaque** ou en partie droite de tube : elles sont notées et dimensionnées sur le canal 100 kHz en mode absolu,
- les **fissures longitudinales sous plaque** ou en partie droite de tube : elles sont notées et dimensionnées sur le canal 240 kHz en mode différentiel,
- les **fissures circonférentielles sous plaque** ou en partie droite de tube : elles sont notées et dimensionnées sur le canal 240 kHz en mode différentiel.

Pour les défauts de corrosion externe au droit des plaques entretoises, le PBMP fait intervenir la sonde S10 pour expertiser les tubes :

- avec signaux SAX compris entre 1,5 et 2 volts,
- avec signaux SAX ayant évolué de plus de 1,5 volts au cours du dernier cycle de fonctionnement,
- notés non étanches lors du test hélium ou de l'épreuve hydraulique.

3.1.3 Sonde tournante transversale modifiée : STT/S10

La sonde STT a été développée pour détecter et caractériser les fissures ou usures d'orientation circonférentielle situées en pied de tube dans la zone de transition de dudgeonnage. Le procédé STT est qualifié pour la notation en pied de tube des indications de fissures circonférentielles de profondeur supérieure ou égale à 40% de l'épaisseur du tube sur un secteur angulaire supérieur à 50°.

A titre d'information, le critère de bouchage défini dans le PBMP pour les indications circonférentielles en pied de tube correspond à un défaut de 50% de profondeur et d'extension angulaire supérieur ou égal à 50°.

Le procédé mis en œuvre à Bugey 3 est une version modifiée permettant d'accéder au niveau des plaques entretoises : la sonde STT a été couplée à une sonde S10, pour former ce que nous appellerons par la suite la sonde STT/S10. Lors du passage de la sonde STT/S10, EDF peut acquérir simultanément des données équivalentes à une sonde STT seule et à une sonde S10 seule.

Le procédé STT/S10 a été développé en parallèle par deux prestataires d'EDF : CEGELEC et INTERCONTROLE. Une analyse de la performance de la composante S10 des procédés STT/S10 et du procédé S10 « conventionnel » est détaillée page 29.

Le procédé de contrôle STT/S10 au droit des plaques entretoises n'est pas qualifié⁶. Ce procédé a donc été mis en œuvre à titre d'expertise mais reste basé sur la sonde STT qui bénéficie d'un retour d'expérience important par EDF.

Règles d'analyse :

L'analyse utilise les mêmes visualisations que le contrôle STT en pied de tube, à ceci près que les repères géométriques de la zone d'analyse sont différents. L'analyse a suivi plusieurs étapes :

1. application de la procédure par les titulaires (idem « pied de tube »),
2. application du mode opératoire d'analyse complémentaire par les titulaires afin de discriminer les indications notables liées à la présence de plusieurs fissures longitudinales proches (idem « pied de tube »),
3. surveillance du CEIDRE : reprise des gestes d'analyse de l'étape 1 sur 100% des indications,
4. relecture de l'ensemble des signaux par un expert Courants de Foucault et application de règles complémentaires mises au point pour traiter des signaux peu ou pas représentatifs de la réponse STT en pied de tube.

⁶ cf. paragraphe 3.1.5

3.1.4 Sonde multi-éléments : X-Probe

La sonde X-Probe est une sonde multi-éléments qui a été mise en œuvre sur le parc électronucléaire français pour la première fois à Bugey 3 en 2009. Elle a été développée afin de pouvoir contrôler rapidement des tubes avec des performances intermédiaires entre le procédé SAX et les procédés par courant de Foucault fondés sur l'utilisation de sondes tournantes (S10, STT).

La sonde X-Probe n'est pas qualifiée en France. Elle a été utilisée dans un but d'expertise de l'état du faisceau tubulaire du GV n°1 de Bugey 3. Dans la stratégie d'EDF, elle a été utilisée pour permettre une pré-détection des tubes atteints de fissures circonférentielles pour lesquels la sonde STT/S10 a ensuite été mise en œuvre pour la caractérisation des fissures.

Règles d'analyse :

Les procédures d'analyse sont celles en vigueur sur le marché américain. Les signaux subissent le traitement suivant :

1. analyse primaire par un analyste,
2. analyse secondaire par un analyste indépendant du précédent,
3. résolution par un analyste certifié COFREND CF Niveau III qui n'a effectué ni l'analyse primaire, ni l'analyse secondaire. Cette étape n'intervient que si les analyses primaires et secondaires divergent, ou si l'indication est considérée comme sensible (fissure circonférentielle par exemple).

La détection et le classement des indications tel qu'appliqués aux États-Unis sont basés sur une analyse visuelle du signal. Aucun seuil de notation quantitatif n'est appliqué, contrairement aux procédures EDF pour les contrôles SAX, S10 et STT.

Par ailleurs, la procédure d'analyse elle-même dépend du GV sur lequel le procédé est utilisé, et en particulier de l'historique des dégradations. Dans le cas particulier de Bugey 3, les règles de détection et de classement des indications ont été affinées au fur et à mesure de l'acquisition des signaux.

De manière générale, on peut retenir qu'une indication est notée dès lors qu'elle est visible sur le C-SCAN du logiciel d'analyse, dont l'échelle est fixe.

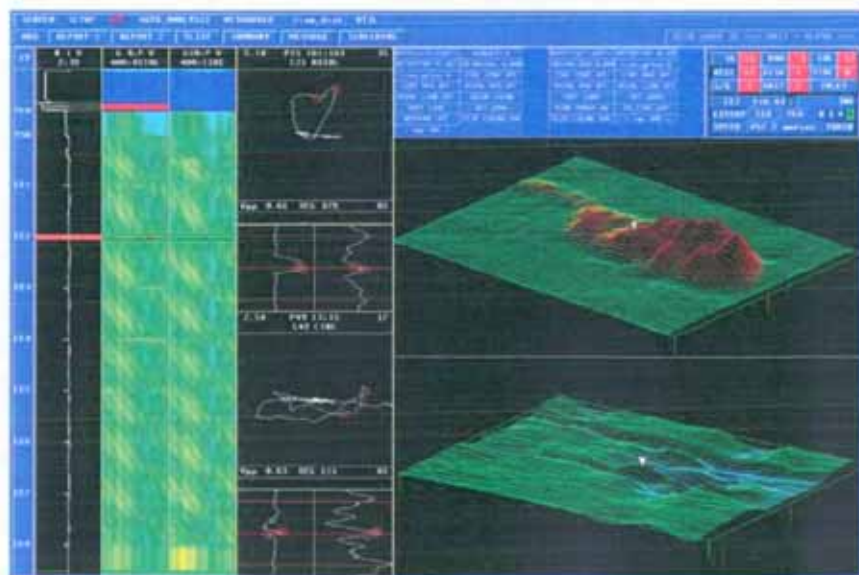


Figure 9: Planche X-Probe : tache de corrosion sur le tube L05C17, plaque entretoise n°2, branche chaude

3.1.5 Qualification des procédés de contrôle

Les procédés mentionnés dans le PBMP doivent être qualifiés au sens de l'article 8 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [20]. La qualification consiste à démontrer que les performances du contrôle sont suffisantes pour détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité de l'appareil (article 4.II.e).

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)
S10	– 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)
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.
STT/S10	Procédé non qualifié, mis en œuvre à titre d'expertise
X-Probe	Procédé non qualifié, mis en œuvre à titre d'expertise

Tableau 4: Périmètre de qualification des procédés de contrôle mis en œuvre pour la détection et la caractérisation de la corrosion des tubes de GV

3.2 Programme et déroulement des contrôles

Les GV de Bugey 3 ont été contrôlés en plusieurs étapes, au fur et à mesure de la découverte de nouvelles dégradations au droit des plaques entretoises. Le GV n°1 s'est avéré être largement plus atteint par ces indications de corrosion que les GV n°2 et 3.

3.2.1 GV n°1

En juin 2009, EDF a contrôlé sur le GV n°1 les tubes avec des indications détectées aux contrôles antérieurs et qui sont suivies à chaque arrêt, conformément au PBMP. Celui-ci prescrit, pour les GV de Bugey 3, le contrôle de l'intégrité des faisceaux tubulaires lors de deux arrêts consécutifs, et ce contrôle intégral avait été réalisé lors de l'arrêt précédent. Puis, toujours selon les règles du PBMP, les tubes avec signaux SAX au droit des plaques entretoises compris entre 1,5 et 2 volts ont été contrôlés en S10, pour caractériser les dégradations. Ces contrôles ont mis en évidence une augmentation importante du nombre de tubes atteints de corrosion externe au droit des plaques entretoises, ainsi qu'une aggravation des signaux SAX de corrosion déjà existants, ce qui peut traduire une accélération du phénomène. EDF a donc étendu les contrôles SAX à l'intégralité du faisceau tubulaire.

La caractérisation avec la sonde S10 a mis en évidence la présence de deux fissures circonférentielles, sur les tubes L12C32 et L45C44 présentant des signaux SAX relativement faible (respectivement 1750 et 1260 mV), inférieurs au seuil de bouchage de 2 volts. La présence de fissures circonférentielles au droit des plaques entretoises constituait une nouveauté. La faible amplitude des signaux SAX de ces tubes au regard des dégradations observées a poussé EDF à abaisser le seuil de déclenchement de l'expertise avec la sonde S10 à un critère SAX de 0,8 volts. EDF a également étendu les contrôles avec la sonde S10 à toutes les plaques entretoises des tubes L45C44 et L12C32, ainsi qu'aux plaques entretoises n°2 des tubes périphériques au tube L12C32.

EDF a ensuite obturé les 85 tubes (2,5 % du faisceau) présentant un critère d'obturation défini par le PBMP, dont 80 tubes pour indication de corrosion SAX supérieure ou égale à 2 volts et 2 tubes pour indication de fissure circonférentielle S10 sous plaque entretoise.

La tentative d'extraction du tube L12C32 pour expertiser la fissure détectée au droit de la plaque entretoise n°2 a échoué, le tube s'étant rompu au niveau de la plaque entretoise n°1. L'expertise du tronçon de tube rompu en plaque entretoise n°1 a mis en évidence une fissure circonférentielle qui n'avait pas été détectée par les sondes SAX et S10. Le tube L45C44 n'a quant à lui pas pu être extrait, sa position dans le faisceau tubulaire (périphérie de faisceau) empêchant l'accès au matériel d'extraction.

La présence d'une fissure d'orientation circonférentielle au droit de la plaque entretoise n°1 du tube L12C32 a mis en défaut la capacité de la sonde S10 à détecter ce type de dégradation. EDF a donc été contraint de rechercher des moyens d'expertise en dehors du périmètre de ses sondes qualifiées. EDF a fait appel au prestataire WESTINGHOUSE pour bénéficier d'une sonde multi-éléments, la sonde X-Probe. Cette sonde a été mise en œuvre à partir du mois d'août sur l'intégralité du faisceau tubulaire au droit des plaques entretoises, à l'exception des plaques entretoises supérieures des tubes de rang 1 et 2⁷, car le faible rayon de courbure de ces tubes risquait de détériorer les sondes.

Le bilan du nombre de tubes et d'intersections contrôlés avec les sondes SAX, S10 et X-Probe est détaillé dans le tableau 5. Pour rappel, les faisceaux tubulaires des GV de type 51A comme ceux de Bugey 3 sont constitués de 3388 tubes et 8 plaques entretoises, pour un total de 54208 intersections tube/plaque. Au début de l'arrêt de 2009, 463 tubes étaient obturés sur le GV n°1.

Sonde	Branche chaude		Branche froide	
	nb d'intersections contrôlées / % du total des intersections des tubes non obturés	nb de tubes contrôlés / % du total des tubes non obturés	nb d'intersections contrôlées / % du total des intersections des tubes non obturés	nb de tubes contrôlés / % du total des tubes non obturés
SAX	27104 / 100%	2925 / 100 %	27104 / 100%	2925 / 100 %
S10	662 / 2,44 %	484 / 16,5 %	18 / 0,066 %	4 / 0,14 %
X-Probe	22524 / 99,2 ⁸ %	2839 / 100 %	22524 / 99,2 %	2839 / 100 %

Tableau 5: Bilan du volume des contrôles SAX, S10 et X-Probe sur le GV n°1

⁷ Ces intersections tube/plaque seront systématiquement contrôlées avec le procédé STT/S10 par la suite.

⁸ Les 0,8 % non contrôlés correspondent aux intersections des tubes des rangées 1 et 2 avec les plaques entretoises n°8.

Le programme d'investigation avec le procédé STT/S10, spécialement développé pour accéder aux plaques entretoises, ne concerne pas l'ensemble du faisceau tubulaire, la vitesse d'acquisition des signaux avec les sondes tournantes étant relativement faible. Il est déclenché sur le critère des signaux renvoyés par les autres sondes. Il a été établi sur les bases suivantes :

- indications circonférentielles vues par la sonde X-Probe,
- indications de forte extension angulaire et/ou de forte amplitude (toutes sondes),
- incohérences de diagnostic entre sondes,
- indications rares sonde X-Probe (signature du signal atypique).

Les critères de sélection des tubes pour le programme d'acquisition STT/S10 sont les suivants :

(1) **Indications circonférentielles vues par la sonde X-Probe**

Il s'agit du noyau dur du contrôle STT/S10, qui a pour but de confirmer ou d'infirmer les indications notées par la sonde X-Probe. Dans la stratégie de contrôle de Bugey 3, la sonde X est en effet utilisée en pré-détection des indications circonférentielles.

(2) **Indications étendues angulairement vues par la sonde X-Probe**

Cette sélection repose sur l'hypothèse qu'une fissure circonférentielle se développe à l'intérieur d'une tache de corrosion, et que l'extension de la fissure est bornée par celle de la tache. Cette hypothèse est confortée par le fait que la sonde X-Probe a relevé une indication de corrosion au droit de toutes les indications circonférentielles détectées.

Le nombre d'indications vues par la sonde X-Probe, tous diagnostics confondus, avec une extension angulaire supérieure à 60° (au seuil du bruit de fond), a été considéré. Plusieurs milliers d'intersections sont concernées, un seuil d'amplitude minimal de 5 volts a été fixé afin de ne prendre en compte que les indications les plus importantes. EDF suppose en première analyse que, à surface constante, l'amplitude est globalement représentative de la profondeur de la zone de corrosion.

(3) **Indications étendues angulairement vues par la sonde S10**

Sur le même principe que le critère ci-dessus, cette sélection comprend toutes les indications pour lesquelles la sonde S10 a mis en évidence une tache de corrosion d'extension angulaire supérieure à 60°.

(4) **Indications de forte amplitude vues par la sonde X-Probe**

Cette sélection comprend les intersections avec un signal de sonde X-Probe d'amplitude supérieure ou égale à 10 volts (tous diagnostics confondus).

(5) **Indications notées à forte amplitude SAX et faible amplitude sonde X-Probe**

Cette sélection comprend les intersections avec un signal SAX d'amplitude supérieure ou égale à 1,5 volt et signal sonde X-Probe d'amplitude inférieure ou égale à 10 volts. Par recoupement avec le critère 4, toutes les indications SAX d'amplitude supérieure à 1,5 volts sont ainsi sélectionnées.

(6) **Indications notées par la sonde X-Probe et RAS par la SAX**

Comme plusieurs milliers d'indications sont concernées, un seuil d'amplitude minimum est adopté afin de ne prendre en compte que les indications les plus importantes. Un seuil de 3 volts en amplitude de sonde X-Probe permet d'obtenir un échantillonnage significatif de la population étudiée.

(7) **Indications notées par la SAX et RAS par la sonde X-Probe**

Le périmètre à contrôler est constitué des intersections notées par la SAX avec une amplitude supérieure à 500 mV et n'ayant fait l'objet d'aucune notation par la sonde X-Probe.

(8) **Indications autres que fissuration et corrosion vues par la sonde X-Probe**

Il s'agit des indications notées comme volumique et de dent ou denting⁹.

(9) **Intersections non contrôlées par la sonde X-Probe**

Il s'agit des lignes 1 et 2 en branche chaude et froide au niveau de la plaque entretoise n°8.

⁹ Denting : déformation du tube par la corrosion de la plaque entretoise.

L'ensemble de ces critères a amené à contrôler 1524 intersections tube/plaque, soit 2,8 % des intersections des tubes non obturés du générateur de vapeur n°1, selon la répartition détaillée ci-dessous.

Critère	Intersections en branche chaude	Intersections en branche froide
(1) X-Probe : indications circonférentielles	281	19
(2) X-Probe : extension $\geq 60^\circ$ et amplitude ≥ 5 V	669	0
(3) S10 : extension S2 $\geq 60^\circ$	368	0
(4) X-Probe : amplitude ≥ 10 V	238	0
(5) SAX $\geq 1,5$ V et X-Probe < 10 V	12	0
(6) Notées X-Probe ≥ 3 V et RAS SAX	192	0
(7) Notées SAX, RAS X-Probe	18	1
(8) X-Probe : indications rares	4	14
(9) Non contrôlées X-Probe	170	170
Fusion des différentes familles	1332	192

Tableau 6: Bilan du contrôle STT/S10 en fonction des critères de sélection sur le GV n°1

En prenant en compte les intersections répondant à plusieurs des critères énoncés ci-dessus, le volume de contrôle final est réparti comme suit :

	Branche chaude		Branche froide	
	nb d'intersections contrôlées / % du total des intersections des tubes non obturés	nb de tubes contrôlés / % du total des tubes non obturés	nb d'intersections contrôlées / % du total des intersections des tubes non obturés	nb de tubes contrôlés / % du total des tubes non obturés
Plaques entretoises 1 et 2	861 / 15,2 %	723 / 25,5 %	7 / 0,1 %	7 / 0,25 %
Plaques entretoises 3 à 8	471 / 2,8 %	398 / 14 %	185 / 1,1 %	184 / 6,5 %

Tableau 7: Bilan du volume et répartition des contrôles STT/S10 sur le GV n°1

On notera cependant que si tous les tubes avec des indications de forte amplitude sont contrôlées, le taux de sondage moyen diminue fortement pour les tubes présentant des indications de faible amplitude. Ainsi les critères de déclenchement des sondes S10 ont conduit à examiner tous les tubes avec indication SAX supérieure à 800 mV, mais seulement 22 % des tubes avec indication SAX comprise entre 400 et 800 mV ont été contrôlés avec les procédés S10 ou STT/S10.

3.2.2 GV n°2 et 3

Les contrôles SAX ont montré que le nombre de tubes affectés par de la corrosion externe et la cinétique d'évolution des défauts existants était conformes à ce que le retour d'expérience pouvait laisser attendre. EDF n'a donc pas étendu les contrôles SAX à l'intégralité de ces faisceaux tubulaires.

En revanche, suite à la détection de la présence des deux indications de fissures circonférentielles vues en S10 sur le GV n°1 pour des signaux SAX relativement faibles, EDF a abaissé le critère d'extension à la sonde S10 aux tubes présentant un signal SAX de 1 volt.

Ces contrôles ont confirmé que les GV n°2 et 3 n'étaient pas affectés par un phénomène de corrosion externe de l'ampleur de celui affectant le GV n°1. Les dégradations observées étaient conformes au retour d'expérience.

Sur la base des connaissances acquises lors du passage des sondes X-Probe et STT/S10 sur le GV n°1, EDF a contrôlé avec la sonde STT/S10 les tubes des GV n°2 et 3 présentant des signaux SAX supérieurs à 0,4 volts.

Le bilan des programmes de contrôle sur ces GV est le suivant :

Sonde	GV n°2	GV n°3
	nb d'intersections contrôlées / % du total des intersections des tubes non obturés	nb d'intersections contrôlées / % du total des intersections des tubes non obturés
SAX	23440 / 47 %	28400 / 58 %
S10	29 / 0,05 %	18 / 0,04 %
STT/S10	362 / 0,67 %	319 / 0,65 %

Tableau 8: Bilan du volume de contrôle sur les GV n° 2 et 3

3.3 Résultat des contrôles

Cette partie détaille les résultats d'END obtenus avec chacune des sondes, ainsi que la cohérence entre les signaux des différentes sondes. La cohérence entre la morphologie réelle des défauts et les résultats d'END est détaillée dans le chapitre 4.

3.3.1 Bilan SAX

Sur le GV n°1, le contrôle SAX a conduit à la notation de 5414 indications de corrosion sous plaque entretoise. 97 % des indications sont situées en branche chaude, et 55 % sont localisées au niveau des plaques entretoises n°1 et 2. Cette répartition est liée à l'importance de la température dans le phénomène de corrosion : la température du fluide circulant dans le tube est la plus élevée en entrée du tube côté branche chaude et décroît ensuite jusqu'en sortie de tube côté branche froide.

Branche chaude	Nombre d'indications	Branche froide	Nombre d'indications
CE1 ¹⁰	1500	FE1 ¹¹	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 SAX de corrosion sous plaque entretoise dans le GV n°1

¹⁰ CE1 : plaque entretoise n°1 côté branche chaude

¹¹ FE1 : plaque entretoise n°1 côté branche froide

La cartographie [21] de la répartition de ces indications en branche chaude est illustrée en figure 11. L'évolution de la corrosion, en nombre d'indications, par rapport aux cycles précédents est présenté en figure 10.

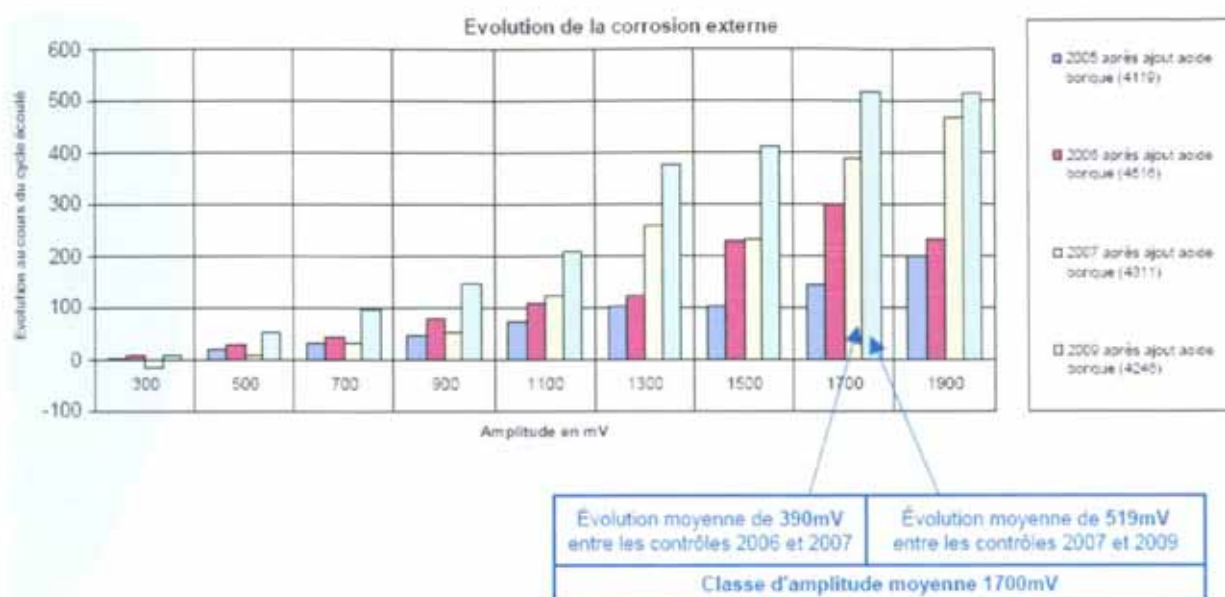


Figure 10: Évolution de la corrosion au droit des plaques entretoises du GV n°1 entre les cycles n et $n+1$ pour chaque intersection tube plaque

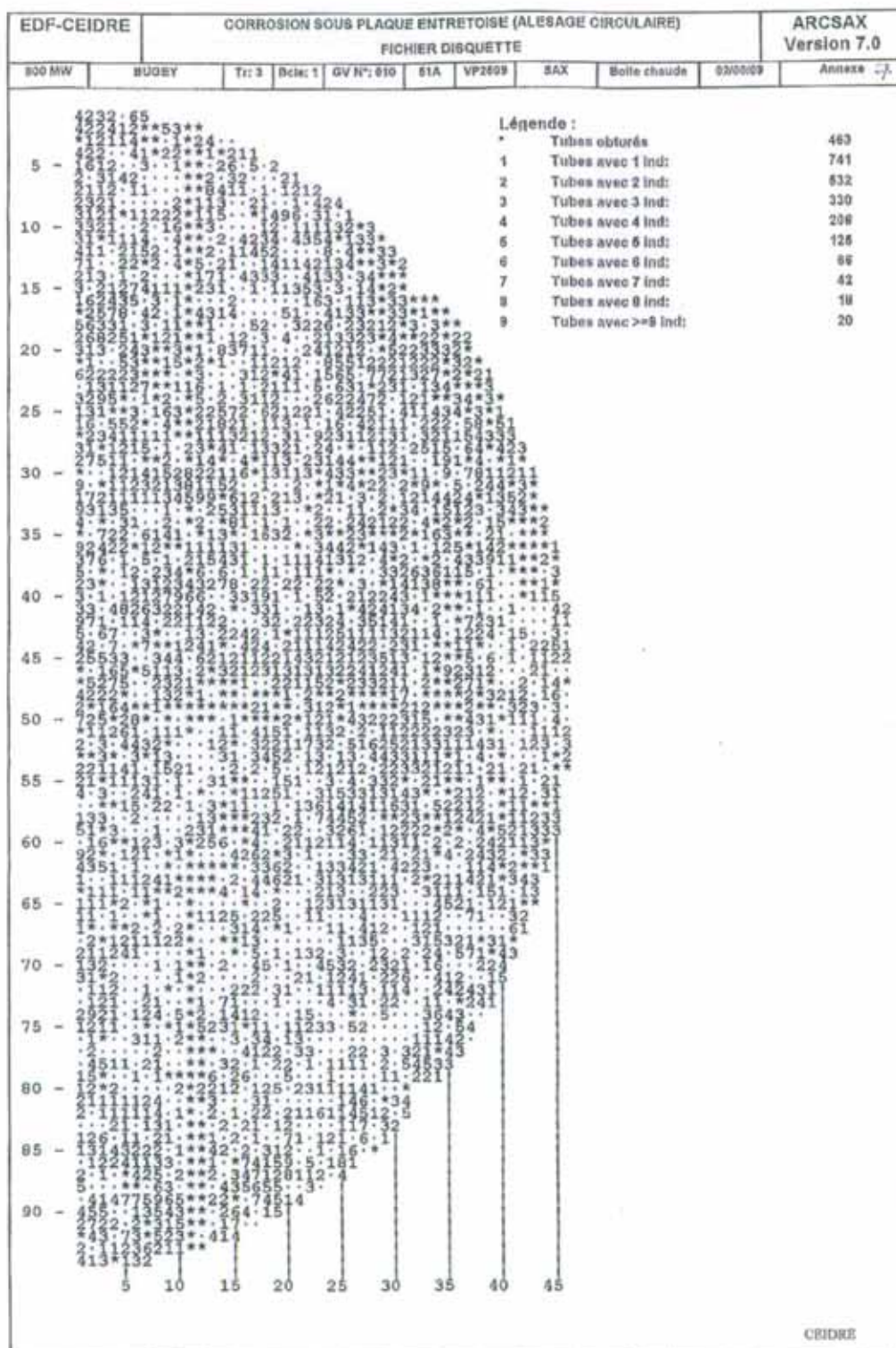


Figure 11: Cartographie SAX de la corrosion au droit des plaques entretoises, GV n°1, branche chaude

L'amplitude maximale des signaux atteint 4010 mV, pour un critère de bouchage à 2 volts¹². La répartition en amplitude est présentée en tableau 10.

¹² Seuil d'obturation défini dans le PBMP.

Amplitude (mV)	GV n°1		GV n°2		GV n°3	
	BC ¹³	BF ¹⁴	BC	BF	BC	BF
200 - 500	3523	127	1165	17	1188	17
500 - 1000	1345	7	165	0	162	0
1000 - 1500	249	1	23	0	16	0
1500 - 2000	74	0	6	0	2	0
≥ 2000	88	0	5	0	0	0
Total indications	5279	135	1364	17	1368	17

Tableau 10: Répartition des indications SAX au droit des plaques entretoises en fonction de leur amplitude

3.3.2 Bilan S10

Le bilan des contrôles avec les sonde S10 (procédé S10 « conventionnel » et composante S10 des procédés STT/S10 d'INTERCONTROLE et de CEGELEC) pour le GV n°1 est le suivant :

- taches de corrosion : 1196 indications supérieures à 150 mV,
- fissures longitudinales : 1393 indications sur 871 intersections tube/plaque,
- fissures circonférentielles : 2 indications sur 2 intersections tube/plaque.

Toutes les indications de fissures longitudinales ou circonférentielles sont couplées à une indication de tache de corrosion.

3.3.2.1 Taches de corrosion

EDF a proposé une évaluation conservative pour évaluer la profondeur maximale des taches de corrosion [8] sur les tronçons extraits. Cette approche, issue de la doctrine de maintenance qui intègre le retour d'expérience des expertises sur tubes extraits, est illustrée en figure 12. Elle part de l'hypothèse que plus la superficie de la tache de corrosion est grande, plus la profondeur du tube affectée de corrosion sera élevée. Elle est basée sur la définition d'un indicateur de section dégradée SD, exprimé en mm² :

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

avec E1, E2 et E3 les extensions angulaires données par le procédé S10 aux seuils S1, S2 et S3, exprimés en millimètres (la section du tube est assimilée à un rectangle de 1,27 mm sur $\pi \times 22,22$ mm).

¹³ BC : branche chaude

¹⁴ BF : branche froide

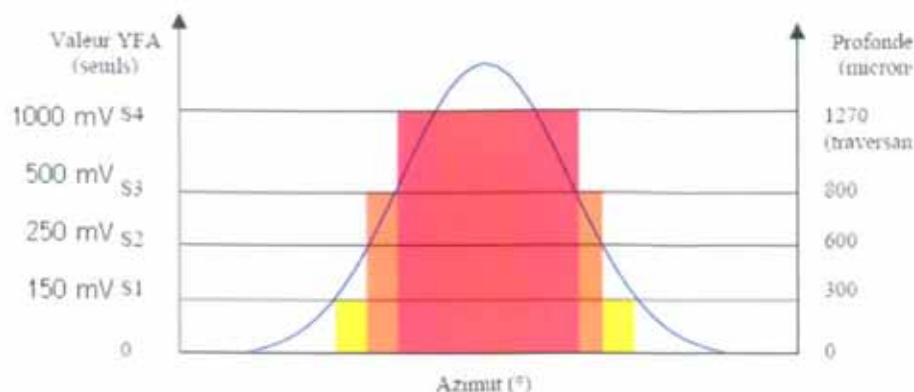


Figure 12: Correspondance retenue par EDF entre l'amplitude du signal S10 et la profondeur de corrosion basée sur l'indicateur de section dégradée SD

La répartition en amplitude des signaux de corrosion sous plaque avec la sonde S10 est la suivante :

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

Tableau 11: Répartition des indications de taches de corrosion en amplitude et en profondeur maximale (enveloppe) détectées par la sonde S10

L'amplitude maximale des indications de corrosion est de 1850 mV.

3.3.2.2 Fissures circonférentielles

Les caractéristiques des deux indications circonférentielles détectées par la sonde S10 sont présentées dans le tableau 12. Ces indications de fissures circonférentielles sont positionnées à l'intérieur de taches de corrosion d'extension angulaire importante (supérieures à l'extension angulaire de l'indication de fissures circonférentielles) mais d'amplitude relativement moyenne.

Tube / Plaque	Fissures circonférentielles		Tache de corrosion		Nombre de fissures longitudinales
	Amplitude (mV)	Extension angulaire (°)	Amplitude (mV)	Extension angulaire au seuil S2 (°)	
L12C32 plaque entretoise n°2	859	140	915	177	0
L45C44 plaque entretoise n°1	577	109	521	360	2

Tableau 12: Résultats S10 pour les deux fissures circonférentielles détectées

3.3.2.3 Fissures longitudinales

La longueur moyenne des fissures d'orientation longitudinale est de 9 mm pour le GV n°1 et de 5 et 6 mm pour les GV n°2 et 3. Aucune fissure longitudinale ne débord de la plaque entretoise.

		GV n°1		GV n°2		GV n°3	
		BC	BF	BC	BF	BC	BF
Nombre de plaques avec indication de fissure d'orientation longitudinale		871	0	56	0	34	0
Longueur des fissures (mm)	maximale	18	-	11	-	14	-
	moyenne	9	-	5	-	6	-
Nombre de fissures par intersection tube/plaque	maximale	10	-	6	-	4	-
	moyenne	1,6	-	1,4	-	0,9	-
Amplitude au canal F1 – 240 kHz (mV)	maximale	4724	-	1311	-	1438	-
	moyenne	721	-	480	-	542	-

Tableau 13: Caractéristiques des fissures d'orientation longitudinales notées lors du contrôle S10 (fréquence 240 kHz en mode différentiel)

3.3.3 Bilan X-Probe

Conformément aux pratiques de contrôle associées à cette sonde aux États-Unis, aucune garantie de détection n'est revendiquée pour un type de défaut ou un type de signal, les performances des procédés étant exprimées en termes de probabilité de détection. La probabilité de détection d'un signal donné dépend de manière significative de la sonde elle-même (facteur technique) et également de l'état de dégradation du GV (facteur humain) : sur un matériel très peu dégradé, même les suspicions d'indications de très faible amplitude peuvent être notées, alors que sur un matériel plus dégradé, comme pour le GV n°1 de Bugey 3, seules les indications significatives sont en général prises en compte.

Dans le cas du GV n°1 de Bugey 3, on observe les tendances suivantes :

- **amplitude inférieure à 0,3 V** : aucune indication circonférentielle notée par les analystes,
- **entre 0,3 et 0,8 V** : des indications ont été notées par WESTINGHOUSE, d'autres n'ont pas été notées. On peut donc estimer que la probabilité de détection par un opérateur dans cet intervalle d'amplitude est limitée et significativement inférieure à 1.
- **au-dessus de 0,8 V** : on peut considérer que la probabilité de détection par les opérateurs est proche de 1.

La proposition de WESTINGHOUSE d'opter pour un seuil de notation de 0,5 V pour la ré-analyse tient compte du retour d'expérience. A titre de rappel, les règles d'analyse avec la sonde X-Probe sont définies au paragraphe 3.1.4.

3.3.3.1 Toutes indications

Le contrôle par sonde X-Probe du GV n°1 a donné lieu à la notation de 10924 indications sur l'ensemble du faisceau :

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 14: Répartition des indications X-Probe dans le GV n°1

La quasi-totalité des indications se situe en branche chaude. En branche chaude, les plaques entretoises n°1 et 2 concentrent 52 % des indications, tandis que les plaques élevées sont plus atteintes en branche froide, ce qui est cohérent avec la température des tubes à ces différents endroits.

Plusieurs indications peuvent être notées sur la même intersection tube/plaque, de sorte qu'un nombre moins important d'intersections est effectivement atteint. Le bilan des intersections par dégradation est le suivant :

Indications	Nombre d'intersections atteintes en branche chaude	Nombre d'intersections atteintes en branche froide
Fissures circonférentielles	250	18
Fissures longitudinales	454	0
Corrosion	8340	465
Dent	4	2
Indications volumiques	0	12

Tableau 15: Répartition des indications X-Probe en fonction du diagnostic pour le GV n°1

Il ressort également de ces contrôles que la présence d'une fissure notée circonférentielle est toujours reliée à la présence d'un signal de corrosion.

Les amplitudes des différentes indications couvrent un spectre très large, allant de quelques millivolts à plusieurs dizaines de volts, comme illustré par la figure 13.

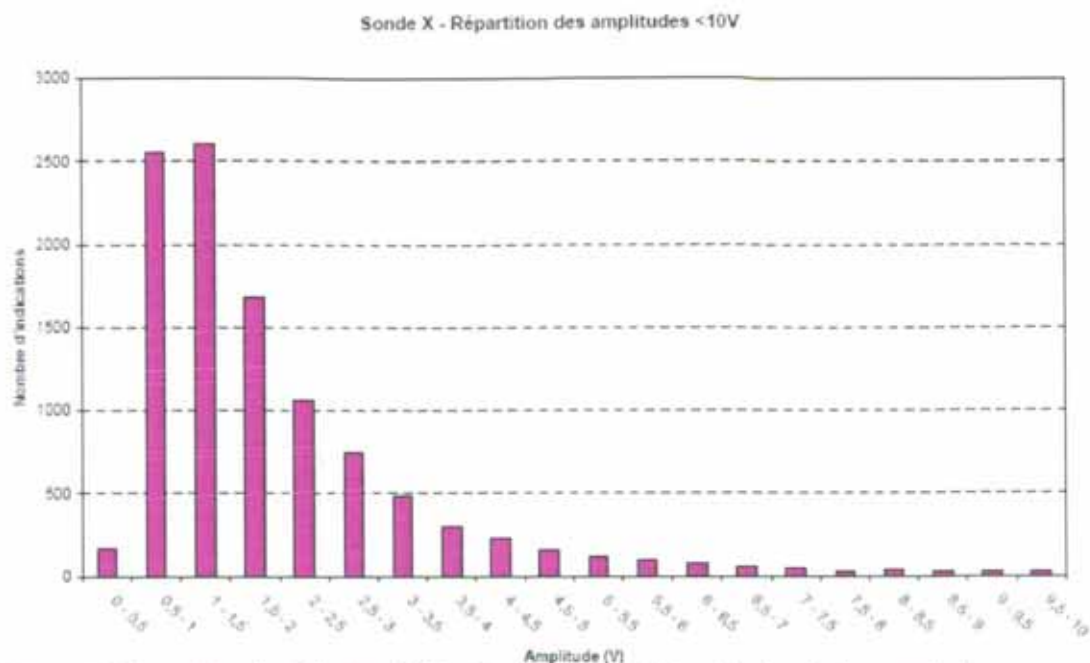


Figure 13: Répartition des indications X-Probe inférieures à 10 V en fonction de leur amplitude

On notera sur cette figure que le nombre d'intersections tube/plaque présentant un signal non notable (inférieur à 0,5 volts) représente un faible pourcentage du total.

3.3.3.2 Indications circonférentielles

Un total de 292 indications circonférentielles sur 268 intersections tube/plaque ont été notées par la sonde X-Probe sur le faisceau tubulaire du GV n°1. La répartition entre plaques et branches suit la même logique que l'essentiel des indications, à savoir une prédominance dans les zones les plus chaudes du GV.

Branche chaude	Nombre d'indications	Branche froide	Nombre d'indications
CE1	99	FE1	4
CE2	74	FE2	0
CE3	41	FE3	4
CE4	19	FE4	2
CE5	22	FE5	0
CE6	9	FE6	1
CE7	5	FE7	0
CE8	5	FE8	7

Tableau 16: Répartition des indications circonférentielles détectées avec la sonde X-Probe, GV n°1

Ces résultats ont été obtenus après une seconde analyse des signaux, et sont *a priori* conservatifs : pour rappel, l'objectif des contrôles avec la sonde X-Probe était de permettre une pré-détection des indications de fissures circonférentielles en vue d'une caractérisation avec la sonde STT/S10.

La répartition des indications circonférentielles en fonction de l'amplitude des signaux est illustrée en figure 14.

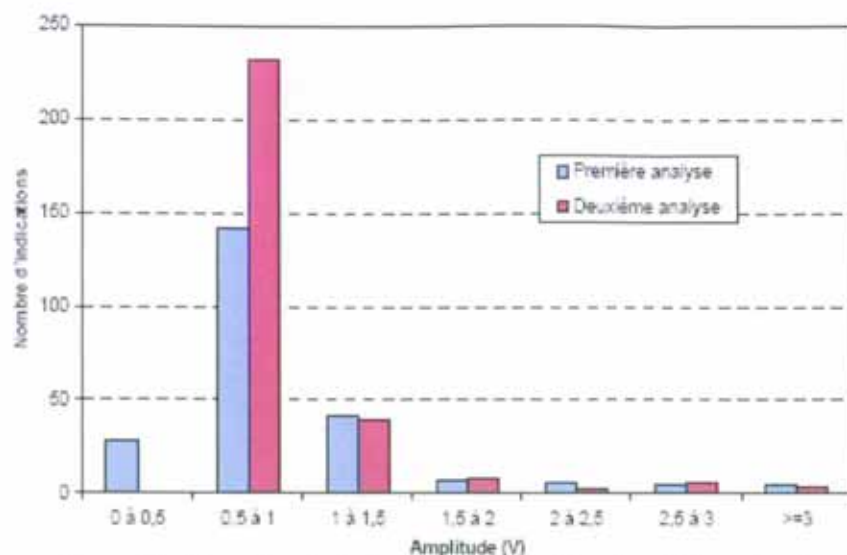


Figure 14: Répartition des indications X-Probe circonférentielles en fonction de leur amplitude

3.3.4 Bilan STT

Au titre de l'analyse STT, EDF a retenu trois classes de signaux :

- ♦ Indications circonférentielles confirmées (TZ)
- ♦ Indications circonférentielles non notables (TZNN) : ces indications ont été identifiées au cours de l'analyse à titre d'expert et relèvent de deux catégories:
 - signaux caractéristiques de fissures circonférentielles mais n'atteignant pas l'un des deux critères de notation (amplitude ou extension angulaire),
 - OU
 - signaux présentant en vue C-SCAN une orientation préférentiellement circonférentielle et une extension axiale limitée
- ♦ Les intersections contrôlées par la STT n'entrant pas dans l'une des deux catégories d'indications ci-dessus sont déclarées RAS au sens de la détection de fissures circonférentielles.

La répartition des indications au titre du contrôle STT est donnée dans le tableau 17.

Branche chaude	Nombre d'indications TZ	Nombre d'indications TZNN	Branche froide	Nombre d'indications TZ	Nombre d'indications TZNN
CE1	17	15	FE1	0	0
CE2	10	6	FE2	0	0
CE3	6	1	FE3	0	0
CE4	1	0	FE4	0	0
CE5	1	3	FE5	0	0
CE6	0	2	FE6	0	0
CE7	0	0	FE7	0	0
CE8	0	0	FE8	0	0

Tableau 17: Répartition des indications STT dans le GV n°1

Les GV n°2 et 3 ne présentent pas d'indications circonférentielles notables ou non notables.

Par ailleurs, l'indication circonférentielle vue par la sonde S10 sur le tube L45C44 au droit de la plaque entretoise n°1 est confirmée par la STT : le secteur angulaire retenu avec la sonde STT est de 101°, contre 109° avec la sonde S10.

3.4 Comparaison des procédés de contrôle

3.4.1 Comparaison S10 – STT/S10

Les performances des composantes S10 des procédés STT/S10 développés par INTERCONTROLE et CEGELEC ont été comparées aux performances du procédé qualifié S10 « conventionnel » sur la base d'acquisitions réalisées dans les mêmes zones.

EDF a identifié entre le procédé S10 et le procédé STT/S10 les différences suivantes :

- le corps de sonde est différent, mais l'entrefer nominal est identique pour les deux types de corps de sonde,
- les bobines du procédé S10 du procédé STT/S10 sont branchées en flux soustractif au lieu de flux additif pour le procédé S10 « conventionnel »,
- le système mécanique d'entraînement de la sonde est modifié,
- le logiciel d'analyse est différent,
- la méthode d'analyse par CEGELEC est différente, en raison des modifications de logiciel : la compensation du signal de plaque est réalisée manuellement,
- 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 de l'entrefer entre la tête de la sonde et la paroi du tube qui perturbent le contrôle.

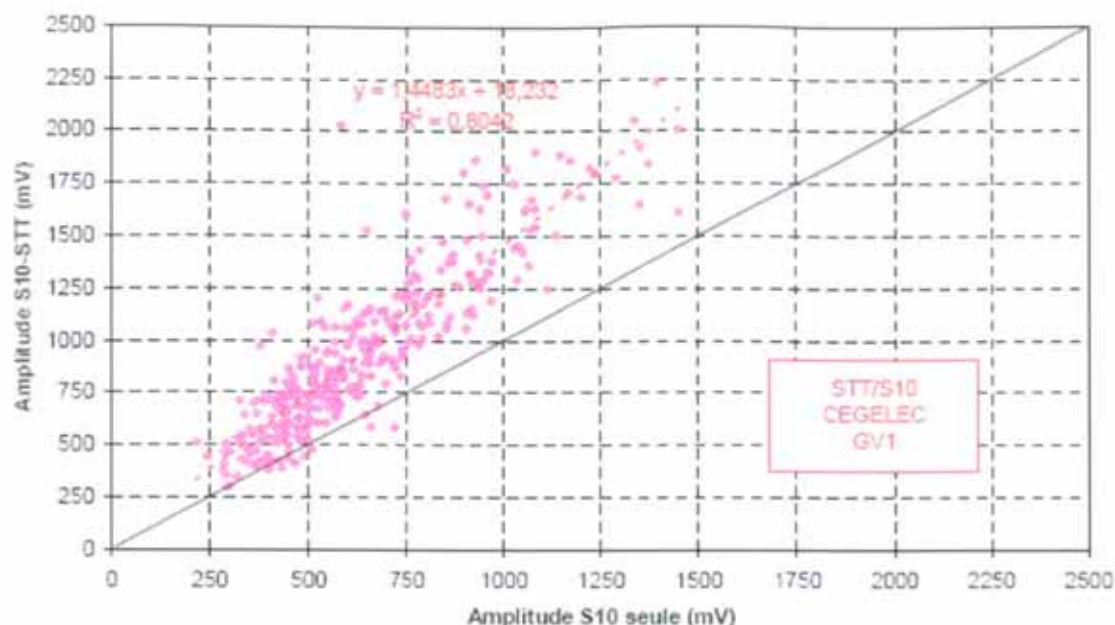


Figure 15: Comparaison des amplitudes des indications de corrosion entre le procédé conventionnel S10 et le procédé STT/S10 mis en œuvre par CEGELEC, GV n°1

La sonde STT/S10 mise en œuvre par CEGELEC montre une légère dispersion des signaux et une surévaluation en amplitude comparativement au procédé S10 « conventionnel »

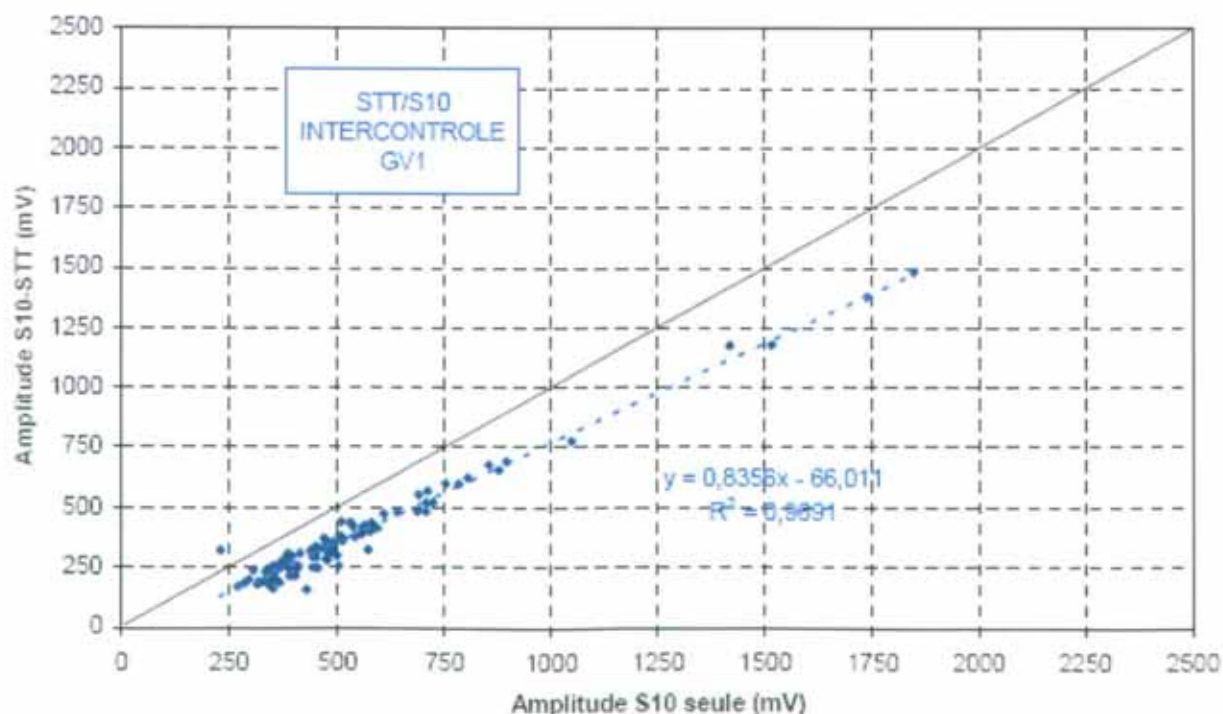


Figure 16: Comparaison des amplitudes des indications de corrosion entre le procédé S10 et le procédé STT/S10 mis en œuvre par INTERCONTROLE, GV n°1

L'analyse de la mise en œuvre du procédé STT/S10 par INTERCONTROLE montre un meilleur accord avec le procédé S10 « conventionnel » quant à l'amplitude des indications de corrosion. La dispersion est par ailleurs nettement plus faible que pour le procédé mis en œuvre par CEGELEC. Ceci peut s'expliquer par le fait que les acquisitions avec le procédé de CEGELEC concernent uniquement les tubes au niveau des plaques entretoises n°1 et 2, donc avec les dégradations les plus avancées et des amplitudes de signaux plus élevées.

On remarque que le procédé STT/S10 mis en œuvre par INTERCONTROLE n'est pas conservatif par rapport au procédé S10 « conventionnel ». Pour corriger ce point, EDF applique un facteur 2 aux résultats STT/S10 INTERCONTROLE pour l'application du critère de bouchage.

La comparaison des résultats entre les procédés S10 « conventionnelle » et STT/S10 INTERCONTROLE obtenus sur les GV n°2 et 3 est cohérente avec celle du GV n°1.

Au final, EDF retient les résultats du procédé S10 « conventionnel » partout où il a été utilisé, soit en particulier sur toutes les intersections présentant un signal SAX supérieur ou égal à 800 mV sur le GV n°1, et 1 volt sur les GV n°2 et 3. Le procédé S10 « conventionnel » est le seul des trois à être qualifié.

		STT/S10		
		INTERCONTROLE	CEGELEC	Non contrôlé
S10 conventionnelle	Contrôlé	S10 conventionnelle 152 intersections	S10 conventionnelle 357 intersections	S10 conventionnelle 189 intersections
	Non contrôlé	STT/S10 1200 intersections	STT/S10 496 intersections	

Tableau 18: Bilan des procédés retenus pour l'évaluation de l'endommagement des tubes par IGA

3.4.2 Comparaison SAX - S10

La comparaison du procédé S10 et du procédé SAX pour la caractérisation de la corrosion au droit des plaques entretoises montre une assez grande dispersion des amplitudes. Comme indiqué au paragraphe précédent, les signaux STT/S10 obtenus par le prestataire CEGELEC ont 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 de 200 mV. 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.

3.4.3 Comparaison SAX - X-Probe

La comparaison des procédés SAX et X-Probe montre que ce dernier détecte environ deux fois plus d'indications de corrosion que le procédé SAX. Avec le procédé X-Probe, 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 explique que le ratio d'indications détectées par le procédé X-Probe par rapport au procédé SAX soit nettement plus élevé qu'en branche chaude, voir tableau 19.

Certaines indications sont vues par le procédé SAX et non vues par le procédé X-Probe. Ces indications sont majoritairement des indications de faible amplitude X-Probe.

	Branche chaude		Branche froide	
	X-Probe Indications détectées	X-Probe Indications non détectées	X-Probe Indications détectées	X-Probe Indications non détectées
SAX Indications notables	4396	320	100	27
SAX Indications non notables	4149		378	

Tableau 19: Bilan de la détection des indications de corrosion avec les procédés SAX et X-Probe, GV n°1

3.4.4 Comparaison S10 - X-Probe

La comparaison du procédé X-Probe avec le procédé S10 montre une grande dispersion de l'évaluation de l'extension angulaire des taches de corrosion par ces deux procédés. EDF en conclut que l'utilisation du procédé X-Probe pour caractériser l'endommagement par corrosion des tubes n'est pas applicable quantitativement à court terme, notamment pour définir un critère de bouchage (figure 17).

Le critère de bouchage pour la corrosion profonde par IGA (voir paragraphe 5.4) ne sera donc déterminé que sur les tube ayant fait l'objet d'un contrôle par S10 ou STT/S10.

EDF observe une relation qualitative mais non linéaire entre les deux procédés (figure 18): les indications de plus forte amplitude vues en sonde X-Probe correspondent à des indications de forte amplitude en S10. Toutefois, des indications de forte amplitude en S10 donnent lieu à des amplitudes relativement faibles, inférieures à 5 volts, en X-Probe.

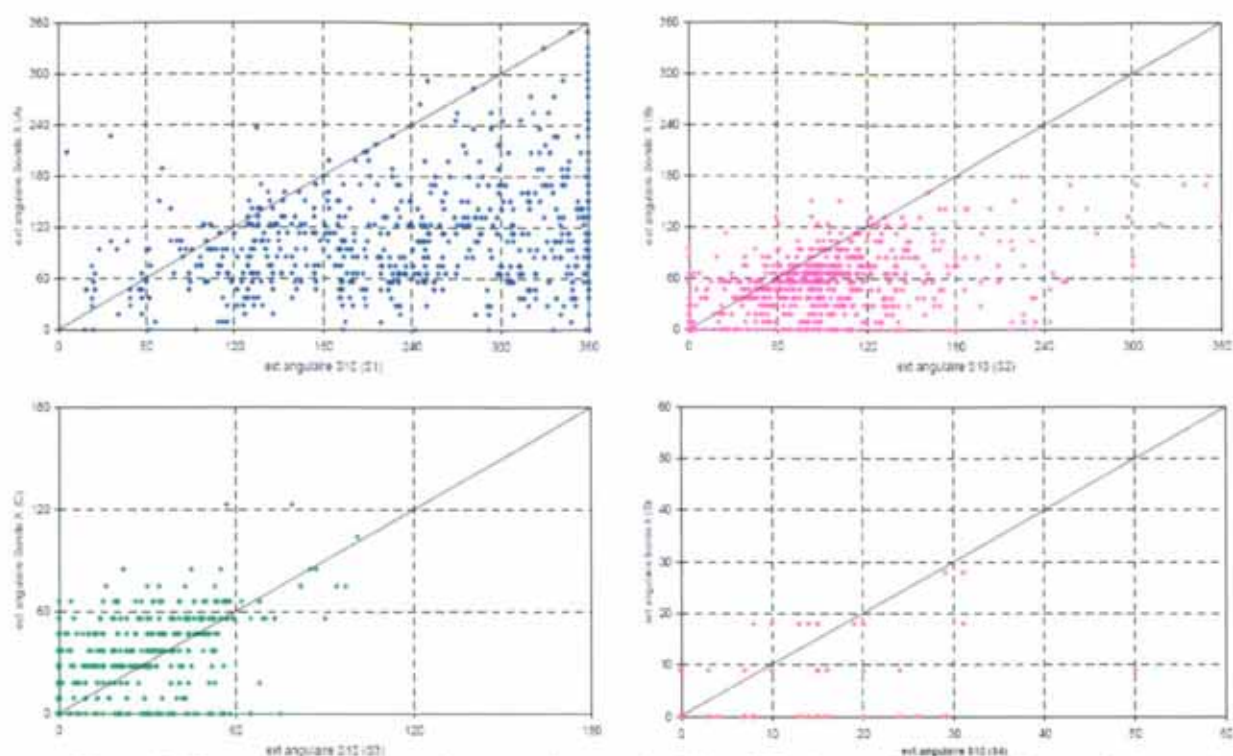


Figure 17: Extensions angulaires relevées par les procédés S10 et X-Probe sur l'ensemble de la population croisée aux quatre seuils S10

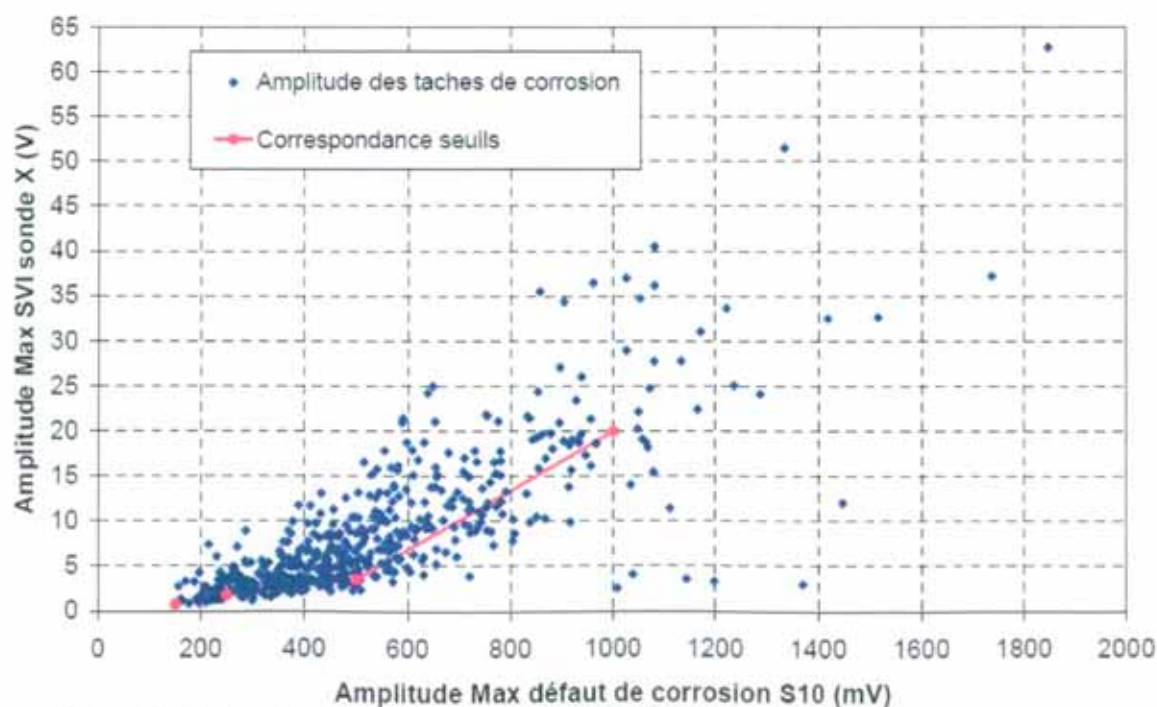


Figure 18: Comparaison des amplitudes entre la sonde S10 et la sonde X-Probe

3.4.5 Comparaison X-Probe – STT/S10

La comparaison des résultats d'analyse de la composante STT du procédé STT/S10 avec le procédé X-Probe permet d'isoler plusieurs observations :

- sur 35 indications circonférentielles notables détectées par la STT, toutes sont classées en indications circonférentielles par la X-Probe après relecture
- la plupart des indications circonférentielles notées par la X-Probe ne sont pas confirmées par la sonde STT en indications notables ou non notables,
- sur 27 indications circonférentielles non notables vues par la sonde STT, 16 sont classées en indications circonférentielles par la sonde X-Probe après relecture.

EDF en conclut que le canal circonférentiel de la sonde X-Probe est un moyen pertinent de pré-détection des indications circonférentielles notables au sens du procédé STT (défaut de profondeur supérieure à 40% de l'épaisseur du tube sur 50°), mais ne permet pas la pré-détection des indications circonférentielles non notables.

3.5 Exhaustivité des contrôles

Cette analyse de l'exhaustivité des contrôle, proposée par EDF, se base uniquement sur l'utilisation des procédés de contrôle et ne prend pas en compte les expertises réalisées sur les tubes extraits.

3.5.1 Fissures circonférentielles

La recherche de la fissure circonférentielle dans le GV n°1 a été assurée par le contrôle avec la sonde STT dont le programme de contrôle a été basé notamment sur un premier tri des indications issues du contrôle X-Probe. Pour EDF, l'analyse des corrélations entre les résultats des différents procédés de contrôle a conduit à démontrer que toutes les indications de fissures circonférentielles notées par le procédé STT (fissure d'au moins 50° à la profondeur de 40 % de l'épaisseur du tube) ont été également notées par la sonde X-Probe. Réciproquement, il n'a pas été mis en évidence d'indications de fissure notable par la STT sans indication X-Probe. En revanche, le grand nombre d'indications de fissures circonférentielles de la sonde X-Probe n'a pas été confirmé par le contrôle STT, et 9 indications circonférentielles non notables détectées par la STT ne sont pas vues en indications circonférentielles par le procédé X-Probe.

EDF en conclut que les indications de fissures circonférentielles de la sonde X-Probe ont été un filtre adéquat pour la pré-détection des indications notables STT. **Pour la recherche des indications STT notables (fissure d'au moins 50° à la profondeur de 40 % de l'épaisseur du tube), le contrôle STT du GV n°1 est considéré par EDF comme exhaustif.**

Le programme de contrôle STT des GV n°2 et 3 correspond à un contrôle systématique des intersections tube/plaque présentant un signal SAX supérieur à 400 mV et n'a pas conduit à la détection de fissure circonférentielle d'une extension angulaire de 50 ° à la profondeur de 40 % de l'épaisseur du tube. **Aucune indication notable n'ayant été détectée par la STT en dessous de 400 mV SAX, les résultats sur le GV n°1 montrent pour que ce seuil est suffisant pour la recherche de fissure circonférentielle.** En outre, bien qu'au titre du PBMP, le contrôle SAX n'ait pas été exhaustif pour ces GV, l'analyse des résultats du complément de contrôle SAX, réalisé sur le GV n°1 le plus affecté, n'a mis en évidence que 2 nouveaux tubes avec indication SAX de corrosion sous plaque entretoise d'amplitude supérieure à 400 mV (mais inférieure à 500 mV) pour un total de 528 nouveaux tubes contrôlés.

EDF conclut de l'ensemble de ces éléments que le contrôle STT, tel qu'il a été pratiqué sur ces GV, est suffisant pour la recherche de fissures d'orientation circonférentielle.

3.5.2 IGA profonde

Le programme de contrôle S10 du GV n°1 de Bugey 3, utilisé pour la recherche d'IGA profonde, s'est appuyé sur plusieurs critères de sélection différents basés sur un contrôle systématique soit avec la sonde axiale SAX, soit avec la sonde X-Probe. L'analyse détaillée de ces résultats a permis à EDF de montrer que seules trois indications S10 dépassant la valeur de l'indicateur de section (45 % de section affectée) correspondent à une indication SAX d'amplitude inférieure à 800 mV¹⁵ (valeur seuil du contrôle systématiques S10).

Par ailleurs, la comparaison des résultats des contrôles S10 et X-Probe a montré une corrélation qualitative entre les deux types de contrôles¹⁶. EDF en conclut que le tri avec la sonde X-Probe qui a permis d'établir le programme S10 pour les indications ne présentant pas de signal SAX ou un signal d'amplitude inférieure à 800 mV assure l'exhaustivité de la recherche de l'IGA profonde.

Le programme de contrôle S10 des GV n°2 et 3 correspond à un contrôle systématique des intersections tube/plaque présentant un signal SAX supérieur à 400 mV. Les résultats présentés ci dessus montrent pour EDF que ce seuil est suffisant pour la recherche d'IGA profonde. Toutefois, la même remarque que précédemment concernant la non-exhaustivité du contrôle SAX sur ces GV peut être faite et conduit, comme dans le cas de la recherche de la fissuration circonférentielle, à conclure à la suffisance du contrôle S10 effectué pour la recherche d'IGA profonde.

3.5.3 IGA en bande étroite

Les analyses des résultats d'EDF ont montré, d'une part, un risque de sous-dimensionnement des secteurs affectés lorsque l'étendue axiale de l'endommagement par corrosion intergranulaire est faible (contrôle S10) et, d'autre part, une difficulté de détection de ce même endommagement par le contrôle dédié aux fissures circonférentielles.

¹⁵ L'amplitude SAX la plus faible de l'indication qui présente l'indicateur S10 supérieur à 45 % a une valeur de 580 mV pour le GV n°1 (en réalité, 2 indications SAX de 580 mV et 330 mV sur cette même intersection tube/plaque, conduisant au total à une valeur de 770 mV) et 770 mV pour les GV n°2 et 3.

¹⁶ EDF considère qu'une correspondance quantitative entre la sonde X-Probe et la sonde S10 ne peut vraisemblablement être attendue, en raison d'une forte dispersion des signaux.

Toutefois, l'analyse détaillée de la réponse de la sonde S10 montre qu'une indication de tache de corrosion d'extension angulaire supérieure à 120° présente une extension axiale au moins égale à 10 mm. Par conséquent, EDF en déduit que la croissance de la tache de corrosion ne pourra pas se produire sur des grandes étendues angulaires sur la circonférence du tube sans s'étendre axialement. Dans ces conditions, EDF considère qu'il s'avère improbable d'être en présence d'une tache de corrosion en bande étroite (quelques millimètres d'étendue axiale) affectant au moins 63 % de la section du tube (défaut admissible en cas d'apparition d'une fissure circonférentielle) ou même 45 % de la section (prise en compte de défauts combinés observés sur le GV n°1).

EDF en conclut que, associé à une valeur de 40 mm² (45% de la section du tube), l'indicateur SD (défini au paragraphe 3.3.2.1) appliqué aux signaux acquis sur Bugey 3 conduit à identifier 66 indications sur le GV n°1 (hors 6 indications déclassées, attribuées à des déformations géométriques, du dépôt ou des composantes d'excentrement), deux indications sur le GV n°2 et une indication sur le GV n°3.

3.6 Bilan des END et des contrôles

EDF a mis en œuvre un important programme de contrôle pour caractériser l'état de ses GV. EDF a déployé des procédés inédits, donc non qualifiés au sens de l'arrêté du 10 novembre 1999, sur les GV de Bugey 3 en mettant en œuvre une sonde multiéléments, la X-Probe, et en adaptant son procédé STT pour accéder aux plaques entretoises.

Les contrôles ont montré que le GV n°1 est fortement endommagé :

- le procédé X-Probe a noté 10971 indications,
- la sonde S10 a détecté 622 indications d'IGA profonde potentiellement traversantes localement (valeur conservative),
- le procédé STT/S10 a détecté 35 indications de fissuration circonférentielle notables (profondeur supérieure à 40 % de l'épaisseur du tube sur une extension angulaire de 50°) et 27 indications non notables.

Les contrôles réalisés sur les GV n°2 et 3 ont montré que leur niveau d'endommagement était plus faible que celui du GV n°1.

Concernant la performance des procédés de contrôle, on retient que :

- le procédé S10 n'est pas apte à la détection des fissures d'orientation circonférentielle,
- le procédé X-Probe est un moyen pertinent pour la pré-détection des indications de fissuration circonférentielle notables (profondeur supérieure à 40 % de l'épaisseur du tube sur une extension angulaire de 50°), mais ne permet pas de détecter toutes les indications non notables,
- le procédé STT/S10 obtient des performances de détection de fissuration circonférentielle comparables à celles du procédé SIT en pied de tube, sur lequel EDF bénéficie d'un important retour d'expérience.

Les contrôles sur le GV n°1 ont été exhaustifs pour les procédés SAX et X-Probe (à l'exception de la plaque entretoise supérieure des tubes des rangs 1 et 2). Le passage des sondes S10 et STT/S10, dont les résultats sont retenus pour définir les critères d'obturation des tubes, est conditionné aux résultats fournis par les autres sondes. En particulier, les tubes avec signaux SAX inférieurs à 800 mV, qui peuvent tout de même présenter de l'IGA sur plus de 45 % de leur section, n'ont été contrôlés avec le procédé S10 que si leur signal X-Probe était d'amplitude supérieure à 5 volts sur un secteur angulaire d'au moins 60°.

Pour le rapporteur, il subsiste donc quelques incertitudes sur l'exhaustivité de la recherche des dégradations sur les tubes présentant des signaux de faible amplitude à la fois avec la sonde SAX et la sonde X-Probe.

Néanmoins, le rapporteur considère que le programme de contrôle est cohérent avec les critères de bouchage proposés dans le paragraphe 5.4.

4 Expertises sur tubes extraits

EDF a mis en place un programme d'extractions et d'expertises de tubes sur le GV n°1 de Bugey 3 afin de répondre aux questions suivantes :

- Quels sont les endommagements avérés du faisceau tubulaire du GV n°1 ?
- Les contrôles réalisés sont-ils exhaustifs vis-à-vis des 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 ?

Quatre tubes ont également été extraits pour savoir quels sont les enseignements à tirer pour les autres réacteurs du parc EDF en terme de performance des procédés de contrôle et de critères d'obturation .

Les clichés des examens micro et macro-fractographiques sont joints au dossier ([4] et [5]).

Le rapporteur reprend ici des éléments transmis par EDF et figurant dans le rapport de l'IRSN joint au rapport concernant l'endommagement des tubes extraits.

4.1 Programme d'extractions

EDF a souhaité s'assurer que les END permettaient la détection et la caractérisation des dégradations au droit des plaques entretoises dans le GV n°1.

La présence de fissures d'orientation circonférentielle a été relevée par l'expertise du tube L12C32 au droit de la plaque entretoise n°1, suite à la rupture de ce dernier lors de son extraction. En revanche, la présence d'IGA profonde, qui avait été mise en évidence par les extractions de tube réalisées à Fessenheim 2, ne pouvait pas être exclue sur les GV de Bugey 3 à la simple lecture des résultats d'END. EDF a donc extrait deux tubes avec indication de forte ou moyenne amplitude SAX et S10 sans fissures longitudinales notées par la sonde tournante S10. Ces tubes sont :

- tube L05C17 au droit de la plaque entretoise n°2, avec signal SAX d'environ 1 V,
- tube L34C57 au droit de la plaque entretoise n°1, avec signal SAX supérieur à 1,5 V.

Les END ont révélé que la sonde X-Probe était efficace en terme de pré-détection des fissurations circonférentielles notables au sens du procédé STT (profondeur > 50 % de l'épaisseur du tube sur 50°), mais qu'elle ne permettait pas la pré-détection exhaustive des indications non notables (profondeur entre 40 et 50 %). Dans la mesure où le périmètre de contrôle STT a été défini à partir de pré-diagnostics établis selon les résultats croisés d'autres sondes, EDF a voulu s'assurer que le programme d'acquisition STT/S10 était exhaustif pour la recherche d'indications de fissuration circonférentielle. Il a été décidé d'extraire le tube L24C49 au droit de la plaque entretoise n°1 qui présente une indication circonférentielle non notable au sens de la STT en l'absence de diagnostic d'indication circonférentielles avec le procédé X-Probe et avec un signal SAX faible (320 mV).

Pour caractériser la morphologie des défauts et pouvoir assurer l'intégrité des tubes laissés en service, EDF a décidé d'expertiser des tubes présentant des signaux peu ou pas représentatifs des indications de fissuration circonférentielle rencontrées habituellement en pied de tube et déclassés au titre des règles d'analyse STT/S10 (cf. page 14). Ces expertises avaient pour but de s'assurer de la pertinence des ces règles. Les tubes extraits sont les suivants :

- tube L23C40 au droit de la plaque entretoise n°1 avec signal de tache de corrosion,
- tube L31C25 au droit de la plaque entretoise n°2, avec signal dissymétrique.

Pour s'assurer que le seuil de notation STT avait été bien choisi et que les contrôles étaient exhaustifs dans la recherche de la fissuration circonférentielle, EDF a extrait des tubes avec signaux d'indications circonférentielles proches du seuil de notation, et bien au-delà du seuil de notation:

- tube L28C47 au droit de la plaque entretoise n°1, avec signal significativement supérieur au seuil de notation STT,
- tube L16C20 au droit de la plaque entretoise n°2, avec signal légèrement supérieur au seuil de notation STT,
- tube L24C49 au droit de la plaque entretoise n°1, avec signal légèrement inférieur au seuil de notation STT (tube déjà sélectionné pour s'assurer de l'exhaustivité du programme de contrôle STT/S10).

Puisque de l'IGA profonde a été mise en évidence, EDF a extrait deux tubes avec signal SAX élevé sans détection de fissuration d'orientation longitudinale avec le procédé S10. Ce sont les tubes L05C17 au droit de la plaque entretoise n°2 et L34C57 au droit de la plaque entretoise n°1.

Enfin, dans l'objectif d'une application de ces contrôles aux autres GV du parc susceptibles d'être affectés de corrosion secondaire au droit des plaques entretoises, EDF a souhaité affiner ses connaissances aussi bien en terme de capacité des contrôles mis en œuvre qu'en terme de définition des règles d'obturation. Les tubes suivants ont également été extraits :

- tubes L13C48 et L23C40 au droit des plaques entretoises n°1, avec indications circonférentielles relevées (maximum et moyenne) par la sonde X-Probe non confirmées par la sonde STT,
- tube L16C20 au droit de la plaque entretoise n°1 avec indication circonférentielle minimum relevée par la sonde X-Probe,
- tube L25C21 au droit de la plaque entretoise n°2 présentant un signal STT typique de défauts combinés (multi-amorçage, multi-orientation, multi-phénomène),
- tube L01C31 au droit de la plaque entretoise n°1 présentant un signal STT de fissure longitudinale pure, et déclassé par l'analyse à titre d'expertise,
- tube L10C30 au droit de la plaque entretoise n°1 présentant un signal SAX de 1310 mV et un signal S10 élevé avec notation de fissure longitudinale, pour vérifier la présence ou l'absence d'IGA profonde en présence de fissuration longitudinale.

Ces 6 derniers tronçons n'ont pas été expertisés par EDF, l'analyse d'EDF sur l'aptitude au redémarrage des GV de Bugey 3 étant basée sur la présence des dégradations, l'exhaustivité des contrôles et l'intégrité des tubes. Ne seront donc analysés que les 7 tubes des rubriques 1. 2. et 3. du tableau 20 (deux tronçons de tube sont en doublons et permettent de répondre à plusieurs rubriques).

Rubrique	Caractéristiques recherchées	Tube
1. Présence des dégradations	Présence d'IGA profonde SAX forte, absence de fissure longitudinale en S10	L34C57-E1 ¹⁷
	Présence d'IGA profonde SAX moyenne, absence de fissure longitudinale en S10	L05C17-E2 ¹⁸
	Présence de fissure circonférentielle	Pas de besoin
2. Exhaustivité des contrôles	Indication STT non diagnostiquée circonférentielle par la X-Probe	L24C49-E1
	Exhaustivité contrôle IGA profonde	Pas de besoin
3. Intégrité des tubes	Indication STT déclassée (type 1)	L23C40-E1
	Indication STT déclassée (type 2)	L31C25-E2
	Indication STT significativement supérieure au seuil de notation	L28C47-E1
	Indication STT légèrement supérieure au seuil de notation	L16C20-E2
	Indication STT légèrement inférieure au seuil de notation	L24C49-E1
	IGA profonde SAX forte, absence de fissure longitudinale en S10	L05C17-E2
4. Application aux autres tranches (hors dossier Bugey 3)	Calage de la sonde X-Probe : - indications circonférentielles d'amplitude extrême (mini et maxi) - indications circonférentielles X-Probe non confirmées STT	L16C20-E1 L31C48-E1 L23C40-E1
	Consolidation des performances STT en présence de défauts combinés (détection et dimensionnement)	L25C21-E2
	Indication STT déclassées (fissures longitudinales pures)	L01C31-E1
	Fort signal SAX et fissure longitudinale en S10 (recherche d'IGA profonde)	L10C30-E1

Tableau 20: Récapitulatif du programme d'extraction

Il est à noter que sur les 7 tubes expertisés, seul les tubes L28C47 et L16C20 auraient été obturés selon les critères définis par EDF.

4.2 Essais de tenue en pression

Sept des tubes extraits ont été soumis au passage sur un banc d'éclatement. Le premier objectif consistait à mesurer la pression d'éclatement du tronçon de tube. Le second objectif consistait à mieux révéler les indications présentes au droit de l'intersection tube/plaque. Lorsqu'une fuite non compensable par la pompe apparaît avant l'atteint d'un des deux objectifs, la pose d'un clinquant peut être réalisée afin de poursuivre l'essai. La capacité de la pompe utilisée sur le banc d'éclatement est de 25 l/h en circuit ouvert.

¹⁷ Tube L34C57 au droit de la plaque entretoise n°1

¹⁸ Tube L05C17 au droit de la plaque entretoise n°2

Finalement, aucun tube n'a montré de réel éclatement, caractérisé par une large brèche et une chute totale de la pression du dispositif, à l'exception du tronçon L24C49-E1. Tous les tubes ont montrés un comportement identique avec une vitesse constante de montée en pression puis, à l'issue d'une pression appelée « pression de début de fuite » (PDF) qui correspond à l'ouverture d'un défaut, une chute brutale de la pression à une valeur bien plus basse. **Pour certains tubes, il a été mesuré un débit de fuite à une pression bien inférieure à la « pression de début de fuite » après atteinte de cette pression de début de fuite : 3 tubes sur 7 ont fui entre 90 et 140 bars avec des débits de 14 à 20 l/h¹⁹.**

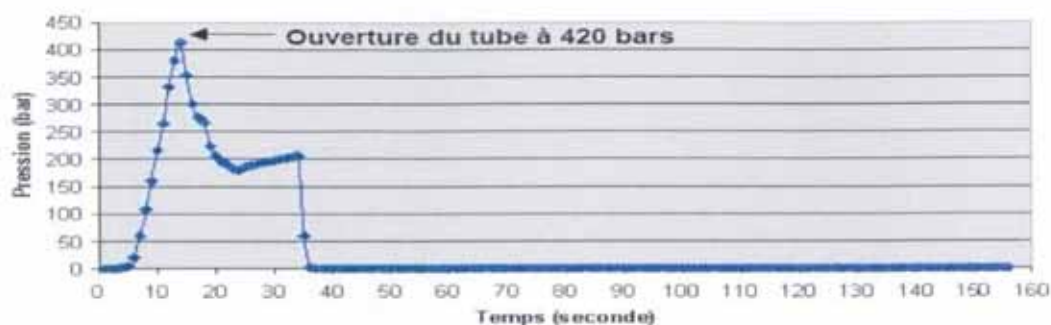


Figure 19: Illustration de la pression en fonction du temps lors du test d'éclatement du tube L28C47 au niveau de la plaque entretoise n°1

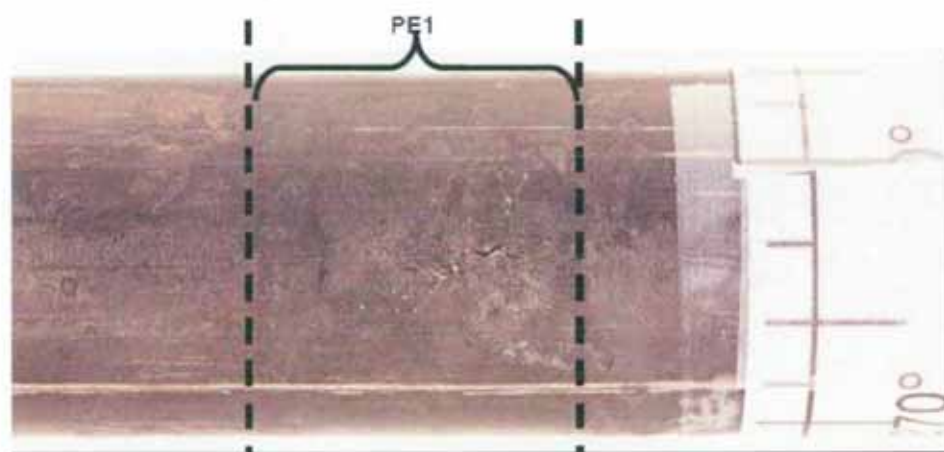


Figure 20: Cliché macroscopique de la zone de dégradation du tube L28C47 après essai d'éclatement

Parmi tous les tests réalisés, seul le tronçon L31C25-E2 présentait un endommagement peu visible et a donc été ré-éprouvé après pose d'un clinquant. La pression de début de fuite sans clinquant a été mesurée à 270 bars, et la pression de début de fuite de ce tronçon a été mesurée à 350 bars, correction d'un facteur de 0,85 pour la pose du clinquant prise en compte. **Ces essais de tenue en pression sont réalisés sans plaque entretoise au droit des défauts.**

Le bilan des essais de tenue en pression est présenté dans le tableau 21.

¹⁹ Valeur proche de la capacité maximale de la pompe de charge.

Repère du tronçon	Pression de début de fuite	Débit et pression de fuite après la chute de pression ²⁰	Commentaires
L28C47-E1	420 bars	Non mesurées	La fuite est localisée légèrement au dessus de la limite inférieure de la plaque entretoise
L24C49-E1	400 bars	20 l/h à 90 bars	La fuite est localisée quasiment sur toute la hauteur de la plaque entretoise
L16C20-E2	400 bars	Non mesurées	La fuite est localisée légèrement au dessous de la limite supérieure de la plaque entretoise
L31C25-E2	270 bars	Non mesurées	La fuite est localisée au dessous de la limite supérieure de la plaque entretoise
L31C25-E2 avec clinquant	410 bars	Non mesurées	La fuite est toujours localisée au-dessous de la limite supérieure de la plaque entretoise. La pression est de 350 bars en prenant la correction de 85% due au clinquant.
L23C40-E1	340 bars	14 l/h à 140 bars	L'endommagement correspondant à la zone de fuite est conscrit dans la plaque entretoise dont les limites inférieure et supérieure constituent deux marques observables lors de l'examen de la zone d'intérêt.
L34C57-E1	340 bars	Non mesurées	
L05C17-E2	320 bars	14 l/h à 140 bars	

Tableau 21: Bilan des essais de tenue en pression

Les examens visuels des tubes avant la mise en pression ne montrent aucun défaut significatif. Les examens visuels après essai de tenue en pression montrent des endommagements circonscrits dans l'épaisseur des plaques entretoises.

4.3 Résultats des expertises métallurgiques

Au total, les 7 tubes des rubriques 1, 2, et 3, du tableau 20 ont été soumis aux essais et examens suivants, en plus des tests de tenue en pression et examens visuels décrits au paragraphe précédent :

- rupture des tubes par étirement longitudinal afin de déterminer la section minimale de résistance ductile,
- examen macrographique du faciès de rupture de la paroi externe,
- examen macro-fractographique au microscope électronique à balayage (MEB),
- examens micrographiques sur coupes longitudinales,
- examens micrographiques après polissage à plat.

4.3.1 Présence des dégradations

Le tronçon L12C32-E1 extrait lors de l'échec de l'extraction du tronçon L12C32-E2 a mis en évidence la présence de fissuration d'orientation circonférentielle au droit des plaques entretoises du GV n°1 de Bugey 3.

²⁰ Ces valeurs correspondent aux capacités maximales du dispositif de mise en pression et dépendent principalement de la morphologie des défauts ouverts

Les tronçons L34C57-E1 et L05C17-E2 ont été extraits pour déterminer si la présence d'une corrosion de type IGA profonde était avérée, après la découverte d'un tel type de corrosion sur les tubes extraits à Fessenheim 2. **Les résultats présentés ci-dessous montrent que l'IGA profonde est avérée sur le GV n°1 de Bugey 3.**

4.3.1.1 Tronçon L34C57-E1 : signal SAX élevé sans fissure longitudinale en S10

Le secteur angulaire endommagé total mis en évidence sur le faciès de rupture est estimé à 215° et présente un endommagement par **décohésion intergranulaire multidirectionnelle** initiée en paroi externe.

Cet endommagement, de type IGA, reste contenu dans la hauteur de la plaque entretoise sur une hauteur d'environ 15 mm et peut atteindre localement la profondeur de $1200\ \mu\text{m}^{21}$. Sur les coupes micrographiques longitudinales considérées, la profondeur maximale est notée à $700\ \mu\text{m}$.

Ce constat permet de mettre en évidence que le plan de rupture correspond au plan d'endommagement maximum avec des profondeurs moyennes affectées à $650\ \mu\text{m}$ et $380\ \mu\text{m}$ respectivement sur les deux secteurs dégradés de 155° et 60° et une section dégradée à $26\pm 5\%$ de la section totale.

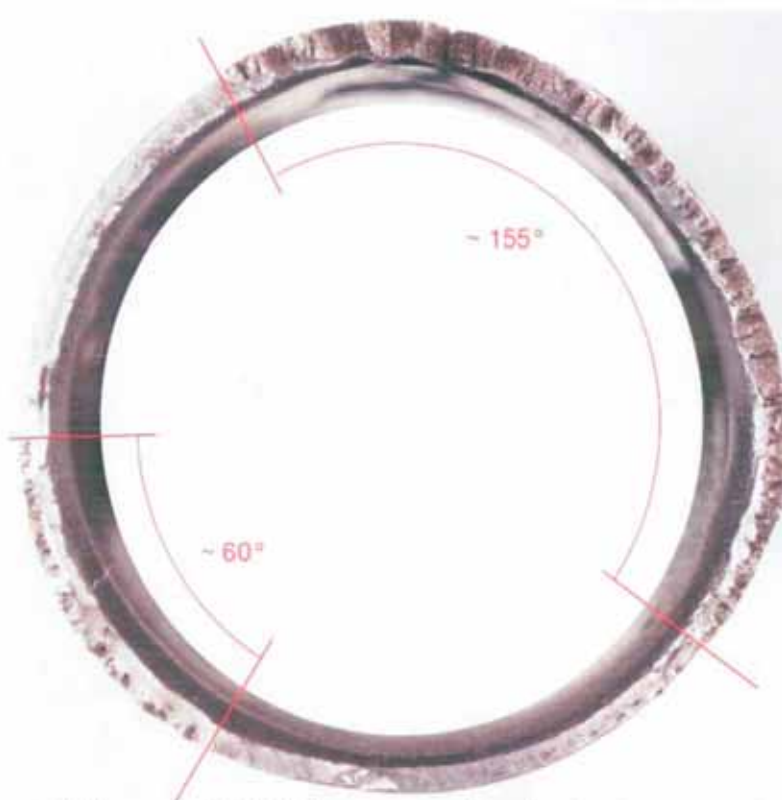


Figure 21: Tronçon L34C57-E1, vue macroscopique du plan de rupture après traction

Les secteurs angulaires totaux (somme de tous les secteurs) endommagés à 600 et $800\ \mu\text{m}$ de l'épaisseur du tube sont estimés à respectivement 90° et 35° (à 15 % près). Enfin, aucun endommagement d'orientation circonférentielle de type IGSCC n'a été mis en évidence sur les coupes considérées, en dehors du plan de rupture.

²¹ L'épaisseur nominale des tubes est de $1270\ \mu\text{m}$.

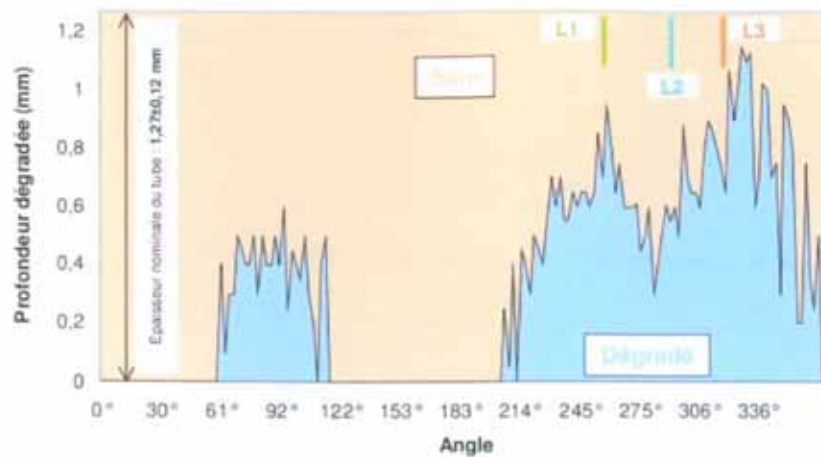


Figure 22: Tronçon L34C57-E1, profil d'endommagement par analyse du plan de rupture

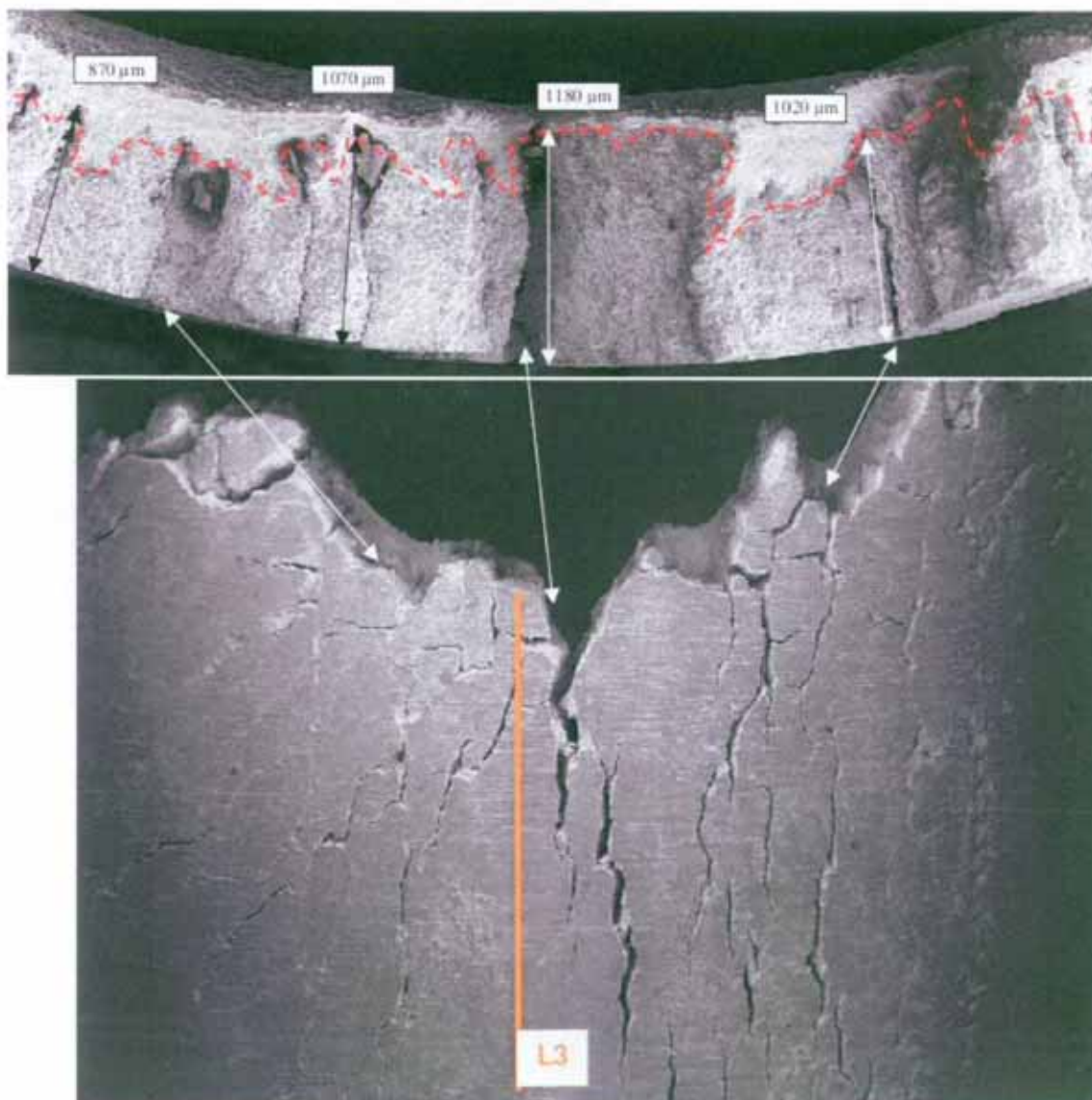


Figure 23: Tronçon L34C57-E1, examen du plan de rupture au MEB

4.3.1.2 Tronçon L05C17-E2 : signal SAX moyen sans fissure longitudinale en S10

Le secteur angulaire endommagé total mis en évidence sur le faciès de rupture est estimé à 225° , divisé en un premier secteur de 140° et un second secteur de 30° et présentant un endommagement par **décohésion intergranulaire multidirectionnelle** initiée en paroi externe.

Entre ces deux secteurs, un troisième secteur d'étendue angulaire 55° présente un endommagement angulaire de moindre profondeur, d'orientation longitudinale de type IGSCC, débouchant sur le faciès de rupture.

L'endommagement reste contenu dans la hauteur de la plaque entretoise sur une hauteur d'environ 17 mm et peut atteindre localement la profondeur de **1000 μm** .

Ce constat permet de montrer que le plan de rupture correspond au plan d'endommagement maximum avec des profondeurs moyennes affectées d'environ 750 μm et 500 μm , et une **section dégradée totale estimée à $30 \pm 5\%$** .

Les secteurs angulaires totaux (somme de tous les secteurs) endommagés à 600 μm et à 800 μm de l'épaisseur du tube sont estimés à respectivement 130 et 65° (à 20 % près). Enfin, aucun endommagement d'orientation circonférentielle de type IGSCC n'a été mis en évidence sur les coupes considérées.

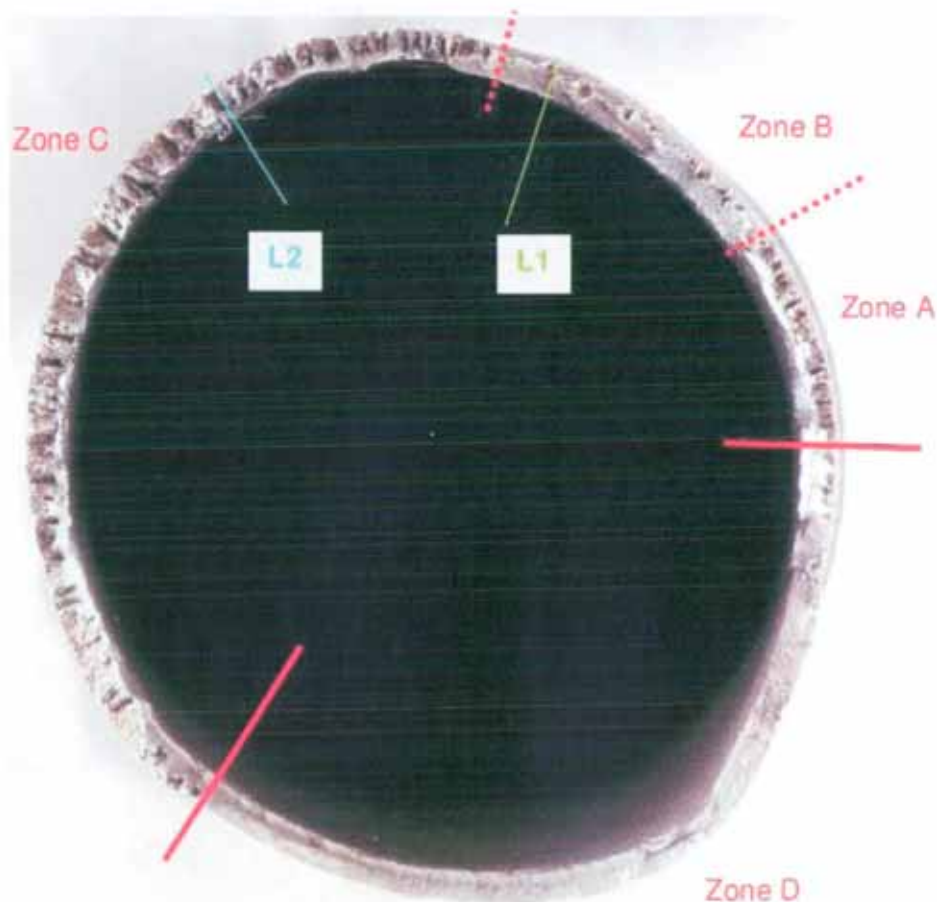


Figure 24: Tronçon L05C17-E2, examen micrographique du plan de rupture

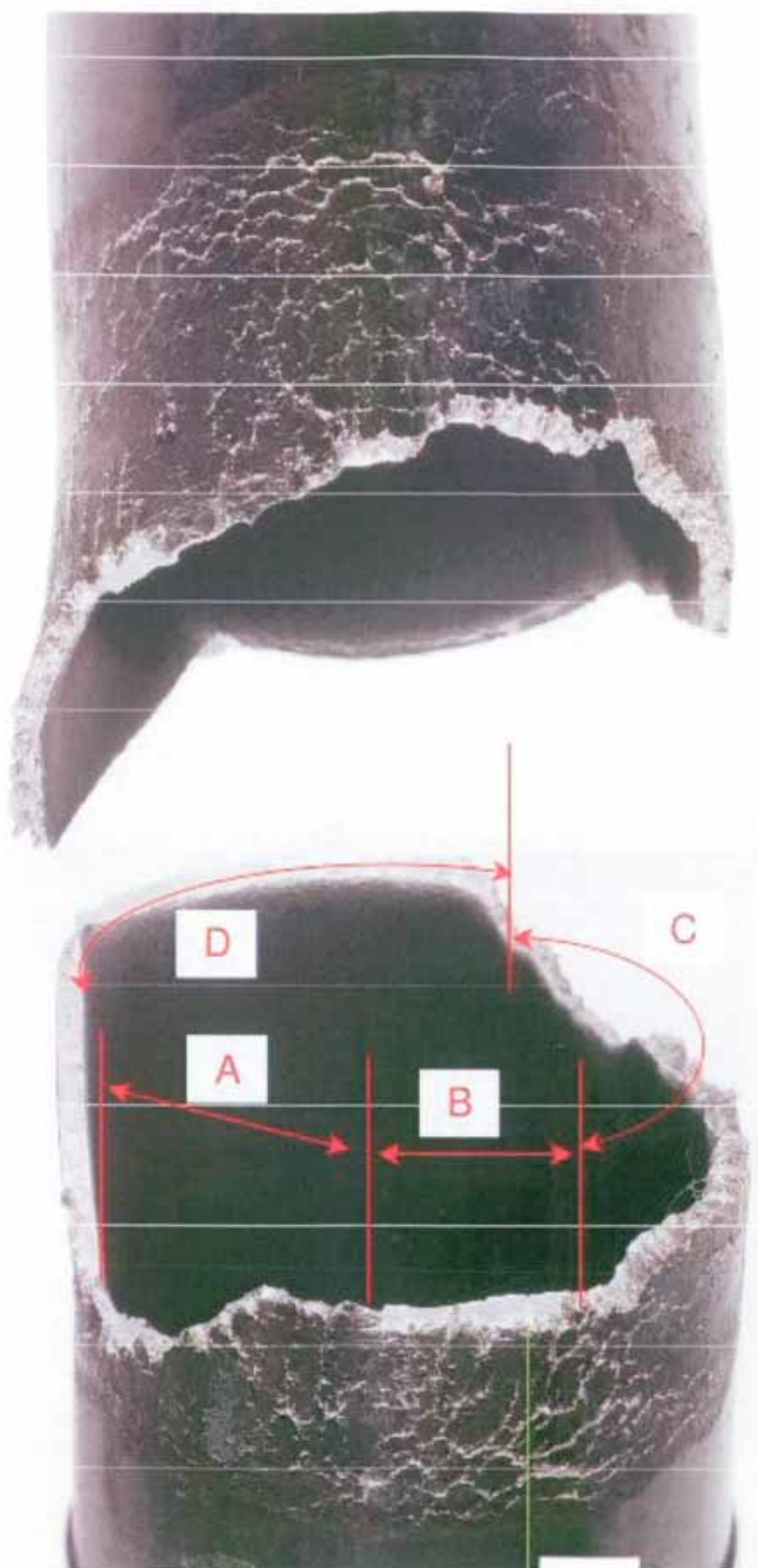


Figure 25: Tronçon L05C17-E2, examen macrographique de la paroi externe après traction du tube

4.3.2 Exhaustivité des contrôles

Le tronçon L24C49-E1 présente un signal inférieur au seuil de notation STT des fissures circonférentielles, et ne présente pas de signal d'orientation circonférentielle avec le procédé X-Probe.

L'expertise menée sur ce tronçon de tube montre un secteur angulaire endommagé total de 125° se caractérisant par :

- 3 secteurs angulaires séparés présentant un endommagement mixte d'IGA et d'IGSCC longitudinale,
- un secteur angulaire présentant localement une zone d'IGA jusqu'à 500 µm,
- un **secteur angulaire d'environ 15°** présentant un front d'IGA au-delà duquel un endommagement de type IGSCC circonférentielle est observé.

La section dégradée correspond à 19 ± 1 % de la section totale.

Ces résultats sont cohérents avec les résultats des contrôles obtenus avec les procédés S10 et X-Probe qui mettaient en avant des dégradations d'orientation préférentiellement longitudinales. De même, la fissuration circonférentielle sur une étendue de 15° est très inférieure au seuil de notation STT qui traduit une dégradation sur un secteur angulaire d'au moins 50 °.

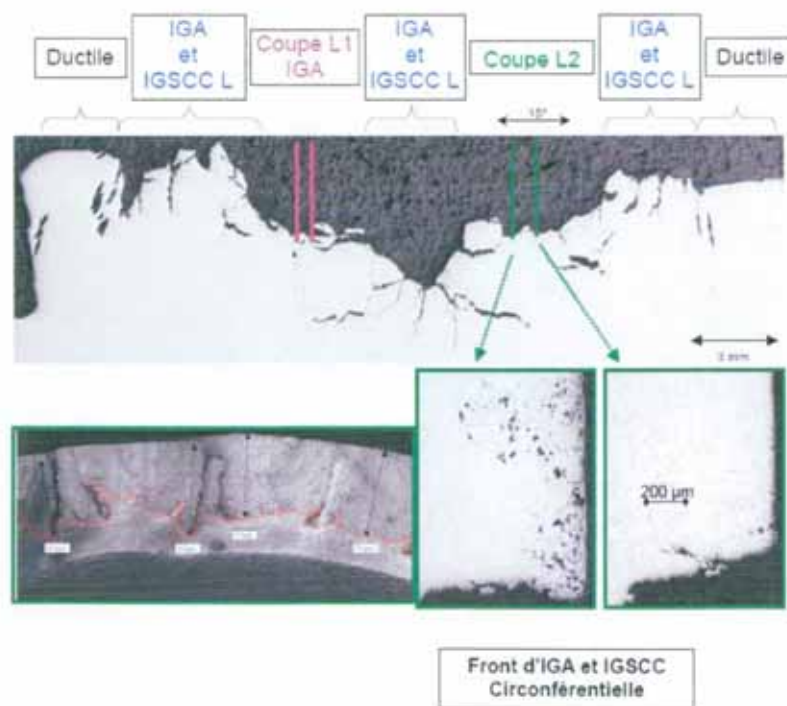


Figure 26: Tronçon L29C49-E1, bilan de l'endommagement du tube d'après diverses observations

4.3.3 Intégrité des tubes

4.3.3.1 *Tronçon L28C47-E1 : signal STT significativement supérieur au seuil de notation*

L'amplitude du signal STT pour le tronçon L28C47-E est de 244 mV, largement supérieur au seuil de notation en amplitude de la sonde STT pour les indications de fissure circumférentielle (50 mV).

Ce tronçon, endommagé sur un secteur continu d'environ 110°, présente les caractéristiques suivantes :

- Un secteur angulaire d'environ 50° présentant en paroi externe de l'IGA pouvant atteindre localement la profondeur de 400 µm. Au-delà de cette profondeur, un endommagement de type IGSCC circumférentielle est observé jusqu'à une profondeur de 1200 µm. Sur ce secteur, on note la présence de zones où l'IGA est quasiment absente sur certains plans d'examen.
- Un secteur angulaire d'environ 30° présentant une combinaison d'IGA et de fissures longitudinales d'IGSCC.

La section dégradée correspond à 17 ± 1 % de la section totale.

Pour la corrosion de type IGSCC d'orientation circumférentielle, 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, soit un secteur de profondeur supérieure ou égale à 40 % pour une extension angulaire supérieure ou égale à 50°. D'un point de vue formel, **cette situation correspond à une sur-détection pour le procédé STT** et cela est conservatif.

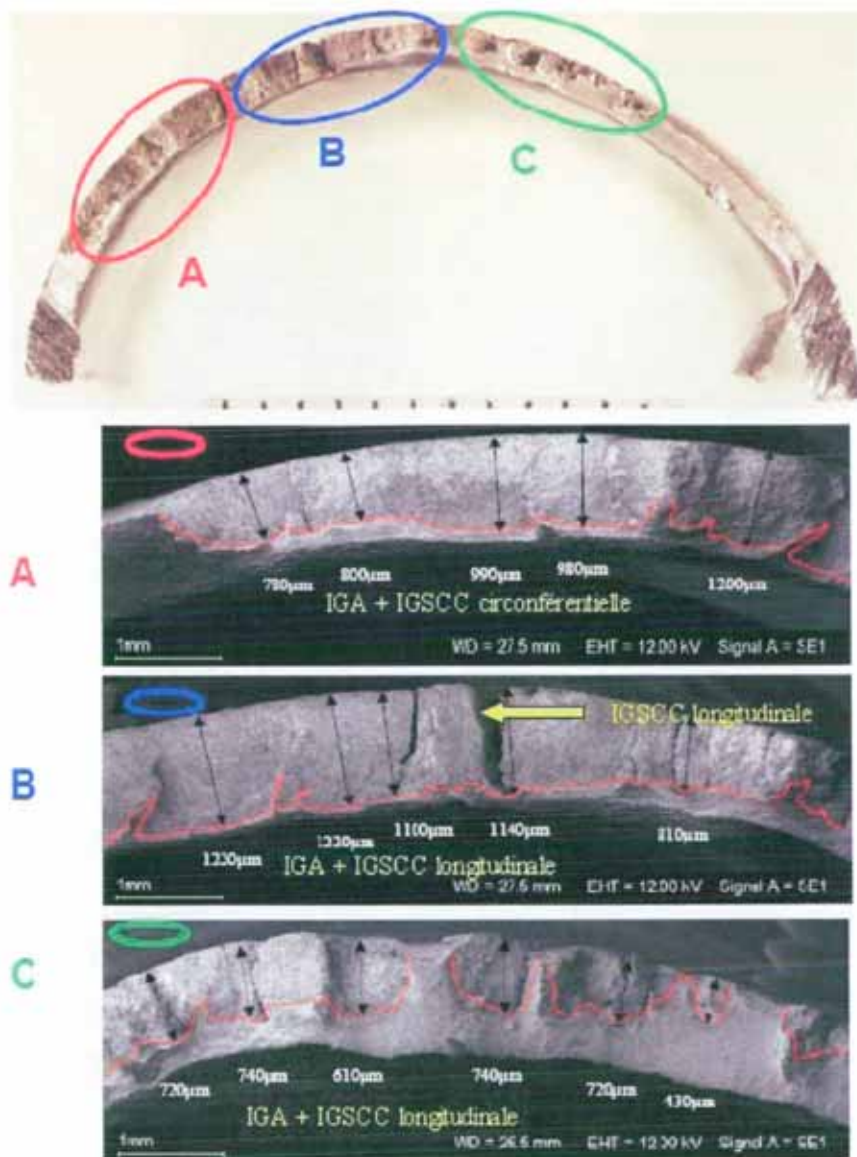


Figure 27: Tronçon L28C47-E1, examen du plan de rupture au MEB

4.3.3.2 Tronçon L16C02-E2 : signal STT légèrement supérieur au seuil de détection

Les contrôles avec le procédé STT/S10 conduisent à la détection d'une indication d'amplitude 88mV pour une étendue angulaire de 40°. Le signal STT est clairement identifiable comme celui d'une indication circumférentielle.

Sur ce tronçon, le secteur endommagé total est de 155° dans lequel on note un secteur de 70° présentant un endommagement sur au moins 50 % de l'épaisseur du tube qui se caractérise par :

- un secteur angulaire d'environ 30° présentant de l'IGA associé à de nombreuses fissures longitudinales de type IGSCC,
- un secteur angulaire d'environ 40° présentant ou non de l'IGA en surface, et un endommagement de type IGSCC circumférentielle en profondeur.

La section dégradée correspond à 17 ± 1 % de la section totale.

Encore un fois, l'analyse conduit à une **sur-détection de la fissuration circumférentielle avec la sonde STT**. Cette sur-détection peut être en partie expliquée par la présence d'une fissure longitudinale en extrémité de la fissure circumférentielle.



Figure 28: Tronçon L16C20-E2, bilan de l'endommagement d'après diverses observations

4.3.3.3 Tronçon L24C49-E1 : signal STT légèrement inférieur au seuil de notation

L'indication observée avec le procédé STT pour le tronçon L24C49-E1 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.

Sur ce tronçon, le secteur angulaire endommagé total de 125° se caractérise par :

- 3 secteurs angulaires séparés présentant un endommagement mixte d'IGA et d'IGSCC longitudinale,
- un secteur angulaire présentant localement une zone d'IGA jusqu'à 500 µm,
- un secteur angulaire d'environ 15° présentant un front d'IGA au delà duquel un endommagement de type IGSCC circumférentiel est observé.

La section dégradée correspond à 19 ± 1 % de la section totale.

La caractérisation de la fissuration d'orientation circumférentielle avec le procédé STT/S10 est donc en accord avec les conclusions de l'analyse métallurgique.

4.3.3.4 Tronçon L23C40-E1 : signal STT déclassé

Le signal STT obtenu pour le tronçon L23C40-E1 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 29. 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 circonférentielle simple, le signal se décompose en une tache rouge et une tache bleue d'importance équivalente. 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 29.

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

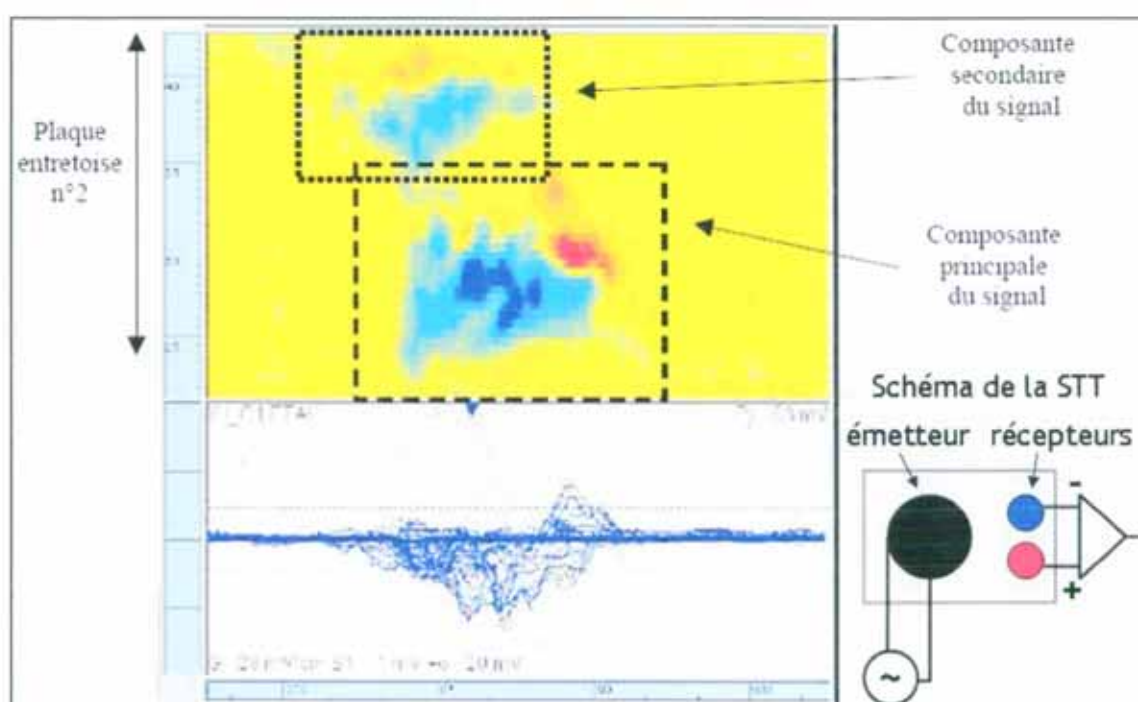


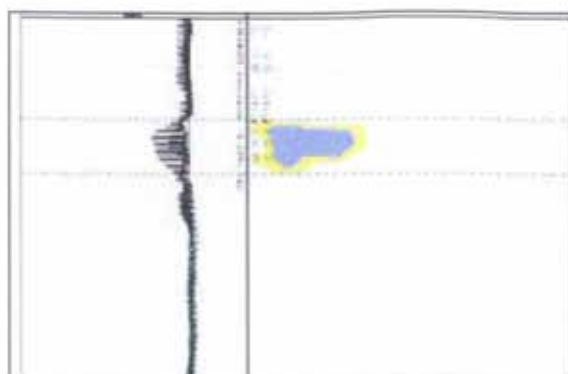
Figure 29: Tronçon L23C40-E1, procédé STT, voie YC1, vue C-SCAN (en haut) et tours superposés

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 à l'axe du tube. Cette tache de corrosion est représentée en bleu dans le C-SCAN présenté en figure 30. L'indicateur de section dégradé SD²² pour ce tronçon est d'environ 18 mm². Il est environ deux fois plus faible que le critère de 40 mm² retenu pour le bouchage des tubes²³. L'indication STT étant déclassée et l'amplitude du signal étant inférieure à 2 volts, ce tronçon n'atteint pas les critères de bouchage proposés par EDF.

²² cf. paragraphe 3.3.2.1

²³ cf. chapitre 5



Les résultats du contrôle avec le procédé X-Probe sont présentés dans la figure 31. La cartographie en haut à droite correspond au canal utilisé pour détecter des indications de corrosion volumique. Un endommagement important est visible. L'amplitude maximale est de 4,7 V et le secteur endommagé a une extension angulaire de 167° et une extension longitudinale de 21 mm. Le défaut est classé par les équipes d'analyse du procédé X-Probe comme un défaut plan de type fissure).

Le profil d'endommagement déterminé par examen macro-fractographique au MEB du plan de rupture est présenté en figure 32. 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 33.

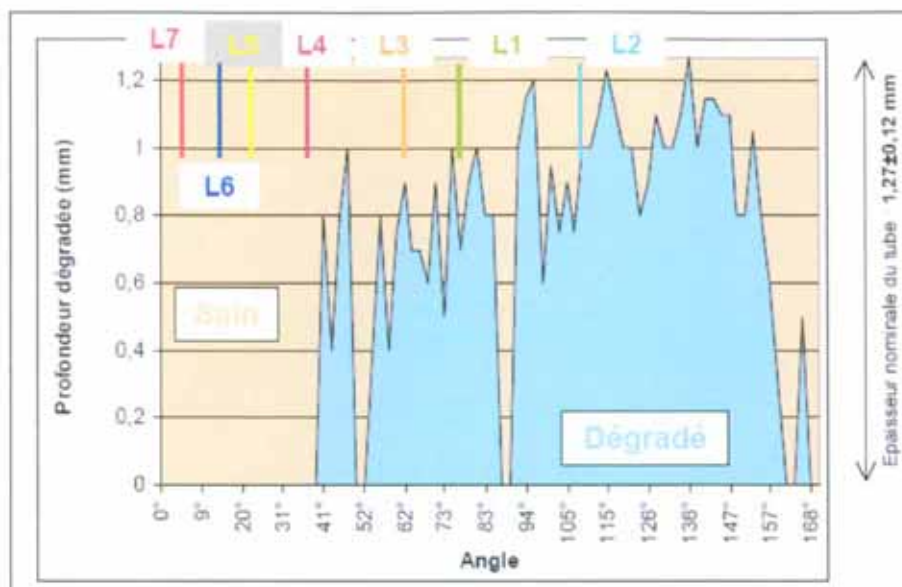


Figure 32: Tronçon L23C40-E1, profil d'endommagement par analyse du plan de rupture

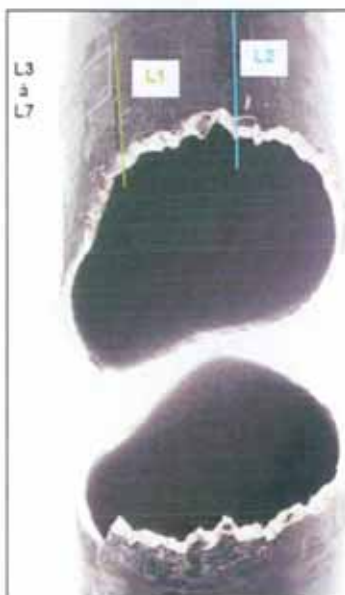


Figure 33: Tronçon L23C40-E1, examen macrographique de la paroi externe après traction

L'analyse micrographique de la corrosion du tube selon la coupe longitudinale L2 traversant le secteur continu le plus dégradé est présentée en figure 34. La profondeur d'endommagement atteint 1100 μm juste au dessus du plan de rupture (image en haut au milieu). Pour EDF, des indications circonférentielles multiples de type IGSCC affectent le tronçon L23C40-E1 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 circonférentielle 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).

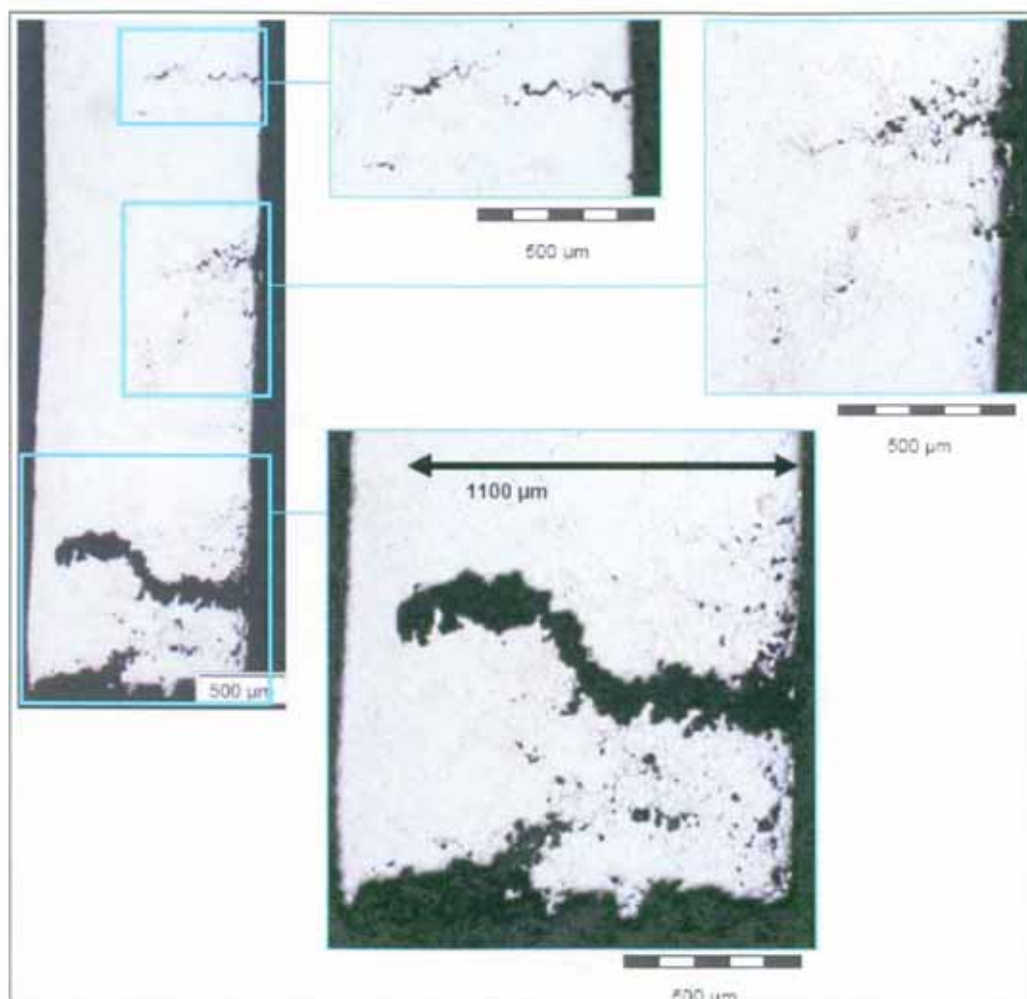


Figure 34: Tronçon L23C40-E1, examen micrographique selon la coupe L2

4.3.3.5 Tronçon L31C25-E2 : signal STT déclassé

Le signal STT pour le tronçon L31C25-E2 a une amplitude maximale de 80 mV et une extension angulaire de 53°. A ce titre, il répond au critère de classification d'une indication circumférentielle notable. Cependant, le signal STT présenté en figure 35 est clairement de type mono-alternance comme pour le tronçon L23C40-E1. Il a de plus une orientation principale oblique qui ne correspond pas aux caractéristiques des défauts circumférentiels recherchés avec ce procédé de contrôle. Par ailleurs, le contrôle avec le procédé X-Probe ne met en évidence aucune indication circumférentielle pour ce tronçon contrairement au cas du tronçon L23C40-E1. La morphologie de la tache de corrosion caractérisée par le procédé S10 (figure 36) 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 longitudinales peuvent être traversantes. Pour le rapporteur, le déclassement de ce signal est acceptable.

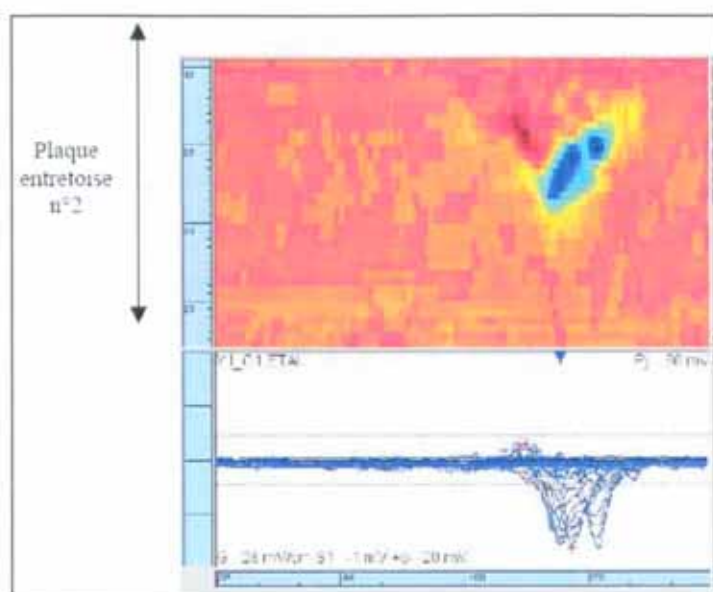


Figure 35: Tronçon L31C25-E2, procédé STT, voie YC1, vue C-SCAN (en haut) et tours superposés

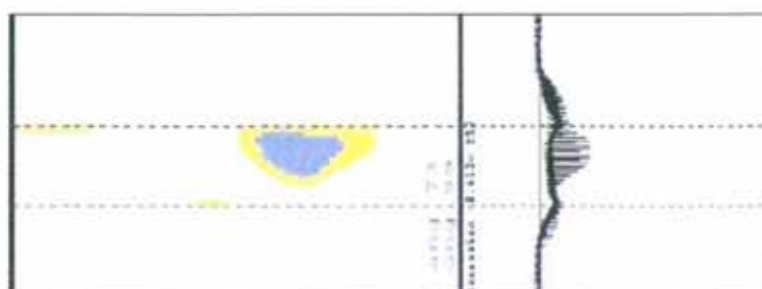


Figure 36: Tronçon L31C25-E2, procédé S10, voie YC1, vue C-SCAN de la tache de corrosion

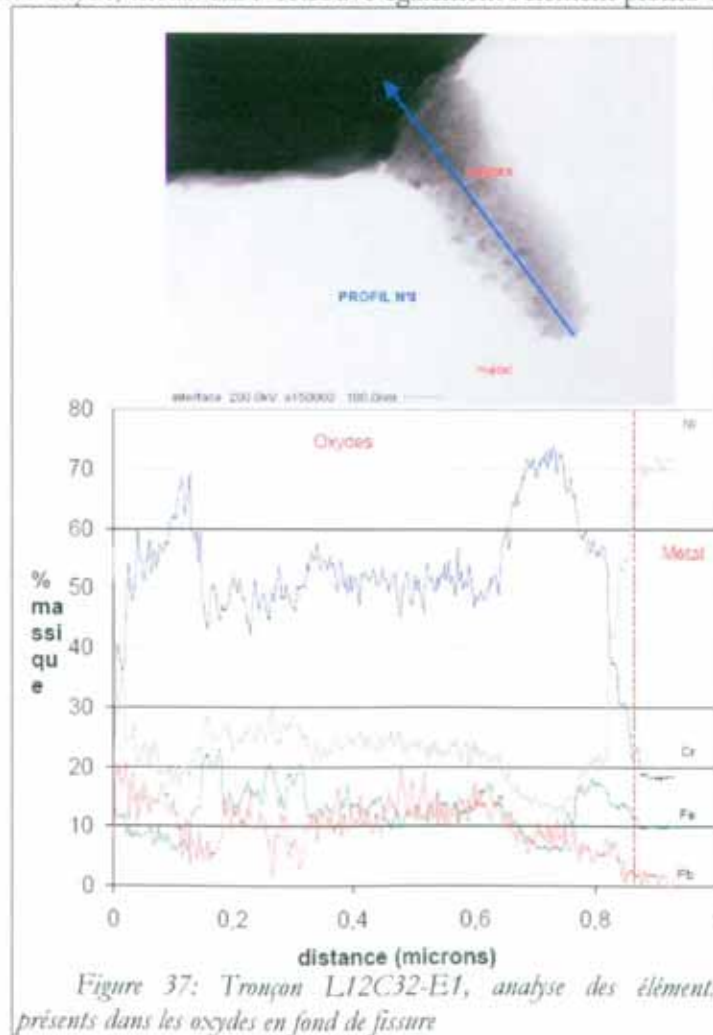
4.4 Analyse chimique des dépôts

Sur le tronçon L12C32-E1, une lame mince a été prélevée au droit d'une zone présentant plusieurs fissures circonférentielles non traversantes. L'ensemble des observations réalisées au microscope électronique à transmission (MET) sur les lèvres de la fissure principale intergranulaire mettent en évidence la présence d'une couche d'oxyde très fine, voire inexistante dans certaines zones. L'épaisseur de cette couche hétérogène est, le plus souvent, inférieure à 100 nm. De plus, EDF a observé de fines ramifications à la fissure principale, caractérisées par la présence de pénétrations intergranulaires.

Les oxydes présents dans les couches les plus fines (sur les lèvres de la fissure principale) et au niveau des pénétrations aux joints de grains (ramifications) se composent majoritairement de :

- nickel : 55 % environ,
- chrome : 25 % environ,
- fer : 15 % environ.

Les fines couches d'oxyde sur les lèvres de la fissure principale sont parfois constituées de cristallites d'oxydes de nickel, dans lesquelles la teneur en nickel peut atteindre 90 %. Seule une zone très restreinte, se présentant sous forme de « languette » (figure 37), présente une épaisseur d'oxyde plus conséquente qui atteint 800nm. Ces oxydes ont une composition de 50 % en chrome, de 25 à 35 % en nickel et de 5 à 20 % en fer. EDF observe notamment des enrichissements en fer (jusqu'à 20 %) à l'approche de l'interface oxyde/métal. EDF retrouve également l'élément plomb dans ces oxydes.



EDF n'a pas pu préciser la forme sous laquelle se présente le plomb, la quantité présente ne permettant pas une exploitation satisfaisante des clichés de diffraction X.

Toutes les analyses réalisées dans plusieurs zones montrent la présence de l'élément plomb, tant au niveau des lèvres de la fissure principale qu'au niveau des pénétrations d'oxyde, avec des valeurs pouvant atteindre 15 %.

Cette présence de plomb est détectée jusqu'en extrême pointe de fissure.

4.5 Synthèse des résultats d'expertises

Les expertises menées sur les tronçons de tubes extraits sur le GV n°1 de Bugey 3 ont confirmé la présence de deux nouveaux mécanismes de dégradation actifs sur ce faisceau tubulaire : une fissuration circonférentielle par IGSCC et de l'IGA localement profonde.

On notera qu'une relation est généralement observée entre le pourcentage de section dégradée des tubes et la pression de début de fuite déterminée par les essais de tenue à la pression :

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

Cette relation ne se vérifie pas tout le temps : le tronçon L31C25-E2 fuie dès 270 bars alors que sa section dégradée est de 21 ± 5 %, ce qui signifie que **la section dégradée des tubes de Bugey 3 n'est pas l'indicateur le plus pertinent des pressions de début de fuite.**

EDF conclut de ces expertises que les contrôles pour la recherche de fissures circonférentielles avec le procédé STT/S10 sont exhaustifs et que les seuils de notation STT fixés pour la notation de ces défauts sont acceptables.

EDF confirme également que les règles de déclassement proposées dans le cadre de l'analyse des signaux STT sont acceptables, ce qui est confirmé par l'IRSN dans le cas de Bugey 3.

Les analyses des dépôts d'oxydes présents dans les fissures ont mis en évidence la présence d'oxydes de plomb, polluant reconnu dans les phénomènes de corrosion de l'Inconel 600.

Les éléments transmis fournissent des éléments justifiant les critères de notation et le déclassement des signaux STT. Ils ont également mis en évidence les phénomènes attendus. Le rapporteur note toutefois les faibles pressions de début de fuite sur des tubes qui ne remplissent pas les critères d'obturation fournis par EDF.

Un récapitulatif des expertises métallurgiques est proposé en tableau 22.

Rubrique	Caractéristiques recherchées	Tronçon	Section dégradée	Section dégradée à 50 %	IGA max	Pression de début de fuite
1. Présence des dégradations	Présence d'IGA profonde SAX forte, absence de fissure longitudinale en S10	L34C57-E1	26±5 %	90°	1200 µm	340 bars
	Présence d'IGA profonde SAX moyenne, absence de fissure longitudinale en S10	L05C17-E2	30±5 %	130°	1000 µm	320 bars
2. Exhaustivité des contrôles	Indication STT non diagnostiquée circonférentielle par la X-Probe	L24C49-E1	19±1 %	70°	600 µm	400 bars
3. Intégrité des tubes	Indication STT déclassée (type 1)	L23C40-E1	22±5 %	100°	1200 µm	340 bars
	Indication STT déclassée (type 2)	L31C25-E2	21±5 %	95°	1180 µm	270 bars
	Indication STT significativement supérieure au seuil de notation	L28C47-E1	17±1 %	40°	400 µm	420 bars
	Indication STT légèrement supérieure au seuil de notation	L16C20-E2	17±1 %	70°	400 µm	400 bars
	Indication STT légèrement inférieure au seuil de notation	L24C49-E1	19±1 %	70°	600 µm	400 bars
	IGA profonde SAX forte, absence de fissure longitudinale en S10	L05C17-E2	30±5 %	130°	1000 µm	320 bars
Hors programme	Tronçon rompu lors de la tentative d'extraction du tronçon L12C32-E2	L12C32-E1	35 %	-	900 µm	-

Tableau 22: Bilan des expertises métallurgiques

5 Mécanismes de dégradation et analyse mécanique

5.1 Description des dégradations de corrosion au droit des plaques entretoises

EDF a fourni une description phénoménologique des dégradations au droit des plaques entretoises. EDF décrit, dans un premier temps, les dégradations de corrosion au droit des plaques entretoises observées avant 2009, puis détaille les analyses faites sur la base des expertises métallurgiques des tubes extraits à Bugey 3 [10].

5.1.1 Observations antérieures à Bugey 3

Cette description s'appuie sur les tubes extraits à Fessenheim 2 en 2009 ainsi que sur la connaissance des dégradations observées antérieurement sur une quarantaine de tubes extraits à Saint Laurent B1 et B2, à Bugey 4 et 5, à Gravelines 1, 3 et 4, à Dampierre 3 et 4 et à Fessenheim 1 et 2. Ces observations ont été complétées par de nombreuses études de R&D en France ainsi qu'à l'étranger.

A partir de ces éléments, EDF a conclu 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 par EDF :

- 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 à 200 μm (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 et se propage et peut conduire à un défaut traversant (cas fréquent à Saint Laurent et peu fréquent à Fessenheim, détecté par une augmentation significative de l'amplitude du signal SAX);
- 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 rencontré 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);
- A 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, il est acquis pour EDF 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 la 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).

5.1.2 Dégradations rencontrées à Bugey 3

Les expertises métallurgiques réalisées sur le tronçon L12C32-E1, rompu lors de la tentative d'extraction du tronçon L12C32-E2, ont mis en évidence un secteur présentant de la fissuration d'orientation circonférentielle (extension angulaire d'une centaine de degrés) en plus des modes d'endommagement décrits au paragraphe précédent.

Par la suite, les expertises réalisées sur les 7 autres tronçons de tube extraits ont permis de préciser les types de dégradation rencontrés à Bugey 3. Les principaux enseignements de ces expertises sont rappelés ci-dessous.

L'endommagement des tubes au niveau des plaques entretoises est toujours une combinaison très complexe des deux ou trois types de dégradations « élémentaires » : attaque intergranulaire généralisée (IGA), fissures de corrosion sous contrainte d'orientation longitudinale et circonférentielle.

Après effort de traction, l'ouverture des tubes permet de révéler dans tous les cas un endommagement non coplanaire, révélateur d'amorçages multiples et présentant un profil en « créneaux ». Les dimensions angulaires des secteurs affectés en continu (absence de ligament sain présentant une rupture ductile) peuvent être très variables. Dans tous les cas, la corrosion intergranulaire généralisée est présente mais parfois à des profondeurs moins importante que la zone de fissuration. Dans ces cas, on parlera de composante circonférentielle à la fissuration.

Les secteurs expertisés présentant des zones d'orientation circonférentielle sont en général bornés sur la circonférence des tubes par la présence de fissures longitudinales, isolées ou en réseau (non nécessairement détectées par les END en fonction de leur taille). La distinction entre orientations longitudinale et circonférentielle est parfois peu marquée: des décohésions d'orientation mixte (oblique) sont présentes, de même que des transitions « douces » entre orientation plutôt circonférentielle et plutôt longitudinale pour un même secteur endommagé continu.

Enfin, de la même manière que la fissuration longitudinale décrite au paragraphe 5.1.1, la fissuration circonférentielle peut alors être le vecteur de la corrosion intergranulaire pour lui permettre de s'étendre en profondeur.

De l'ensemble de ces éléments, il résulte que la fissuration circonférentielle sous plaque entretoise telle qu'elle est définie ci-dessus (parfois d'orientation oblique, traversant des zones d'IGA, le plus souvent bornée par la présence de fissures longitudinales isolées ou en réseau) est très différent de celle rencontrée en pied de tube.

Par ailleurs, on trouve également un cas particulier d'IGA en bande étroite, restreinte à quelques millimètres en étendue axiale le long du tube et à moins du quart de la circonférence du tube (tronçon L24C49-E1) située au droit de la plaque mais à proximité du bord de plaque (cas déjà rencontré à Saint Laurent B1).

EDF rappelle que jusqu'à présent, la composante circonférentielle de la fissuration n'avait jamais été réellement mise en évidence sur les tubes extraits, excepté quelques cas très particuliers sur les tubes extraits de Saint Laurent B1 pour lesquels l'IGA en bande étroite a pu être assimilée à une composante circonférentielle.

EDF conclut que la particularité de l'endommagement du GV n°1 de Bugey 3 peut se résumer en considérant qu'outre les endommagements de corrosion intergranulaire généralisée (IGA) et de fissuration de corrosion sous contrainte (IGSCC) d'orientation longitudinale observés 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).

5.2 Attaque intergranulaire généralisée (IGA)

5.2.1 Définition de l'IGA

Le phénomène de corrosion par IGA conduit à observer une dissolution des joints de grain 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 de type 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.

5.2.2 Phénoménologie : formation d'IGA profonde

La description phénoménologique du mécanisme de l'IGA profonde proposée par EDF est exposée au paragraphe 5.1.

Dans son avis [12], l'IRSN estime que cette description est plausible.

5.2.3 Cinétique de l'IGA

5.2.3.1 *Position d'EDF*

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 établie sont comprises entre 60 et 90 $\mu\text{m}/\text{an}$, valeurs reprises dans la doctrine [22] 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 en 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 passé de 500 à 200 mV en 1996), EDF en déduit une cinétique moyenne au maximum de 50 $\mu\text{m}/\text{an}$. Cette valeur est toutefois jugée très enveloppe par EDF 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, EDF considère que dans le cas de Bugey 3 et pour le cycle à venir, 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.

5.2.3.2 Position de l'IRSN

Le rapporteur note que les éléments de retour d'expérience de Saint Laurent B1 fournis par l'IRSN remettent en cause les valeurs fournies par EDF.

Concernant l'IGA, 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. 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 [22] 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 :

- "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 38), le plomb accélère de manière importante l'IGA et la corrosion généralisée (GC : Generalized Corrosion) des alliages 600 MA ou 600 TT.

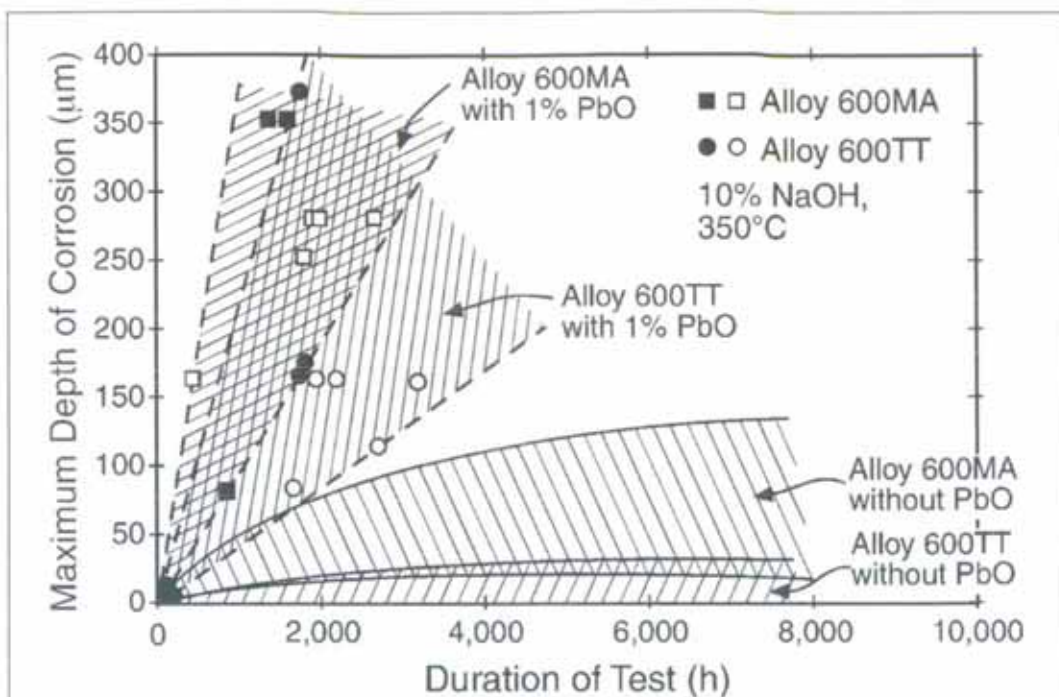


FIGURE Depth of IGA and GC vs time for Alloys 600MA and 600TT exposed at 350°C in 10% NaOH with and without additions of PbO. From Vaillant, et al. Courtesy of CEFRACOR (Centre Français de L'Anticorrosion), Paris, France.

Figure 38: 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. »

Pour le cas des GV de Bugey 3, le rapporteur recommande toutefois qu'EDF retienne dans ses analyses une cinétique de dégradation par IGA au moins supérieure à 120 µm/an²⁴, valeur issue du retour d'expérience d'EDF.

5.3 Fissuration par corrosion sous contrainte intergranulaire (IGSCC)

5.3.1 Définition de l'IGSCC

L'IGSCC est avant tout de la corrosion sous contrainte. Elle 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 alors dite longitudinale.

²⁴ Cette valeur ne comprend aucun coefficient de sécurité.

5.3.2 Phénoménologie

EDF et l'IRSN s'accordent pour considérer que le mécanisme de fissuration par IGSCC d'orientation longitudinale au droit des plaques entretoises est bien cerné et ne nécessite pas de développements complémentaires pour ce dossier.

Concernant la fissuration d'IGSCC d'orientation circonférentielle, le phénomène a été observé 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 zone couverte par la plaque.

EDF rappelle les résultats de l'analyse des contraintes sur les tubes de générateur de vapeur qui avait été effectuée dans le cadre de l'étude 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 $\pm 0,5$ 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 deviennent prédominante. Dans ce cas, l'IGSCC pourrait être circonférentielle.

EDF conclut que : *"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)."*

EDF a précisé [14] que dans le cas particulier du GV n°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 circonférentielle de la contrainte est supérieure à la composante longitudinale, 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 n°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 de 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 : *"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".*

Dans un avis précédent [13], 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. 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 denting²⁵ ;
 - l'existence de contraintes résiduelles de traction d'orientation longitudinale (σ_{xx}), par exemple liées à la fabrication (dressage des tubes...) ;
 - la présence de polluants qui abaisserait le seuil de la corrosion sous contrainte.

Pour ce qui concerne les chargements mécaniques ayant conduit à la fissuration circonférentielle, l'IRSN estime nécessaire de considérer les 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.

L'analyse de ces configurations dans le cas des GV de Bugey 3 fait l'objet des paragraphes ci après.

5.3.2.1 Retour d'expérience international

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). 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. 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.

EDF rapporte l'existence d'un seul cas de fissuration circonférentielle par IGSCC au niveau d'une plaque entretoise d'un GV Westinghouse aux USA. L'origine de cette fissuration circonférentielle 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 mauvaise maîtrise de la chimie du milieu secondaire.

EDF a complété ce panorama du retour d'expérience en précisant que [14] : *"le Rex international montre que plus d'une dizaine de tranches sont affectées par ce type de fissuration circonférentielle systématiquement associée à du denting (confirmation demandée à l'EPRI en juillet 2009), phénomène jamais observé à ce jour sur les tranches EDF"*. EDF conclut son analyse du retour d'expérience ainsi : *"le GV 1 [de la tranche 3 du Bugey] se distingue des deux autres GV par un taux d'affectation [par des dégradations de corrosion] supérieur et par une fissuration circonférentielle non combinée à un phénomène de denting. Ce dernier point n'est pas un élément connu par EDF dans le Rex international"*.

²⁵ Denting : déformation du tube par la corrosion de la plaque entretoise.

5.3.2.2 Contraintes résiduelles

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" 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 (TIT) du tube L12C32 du GV n°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.

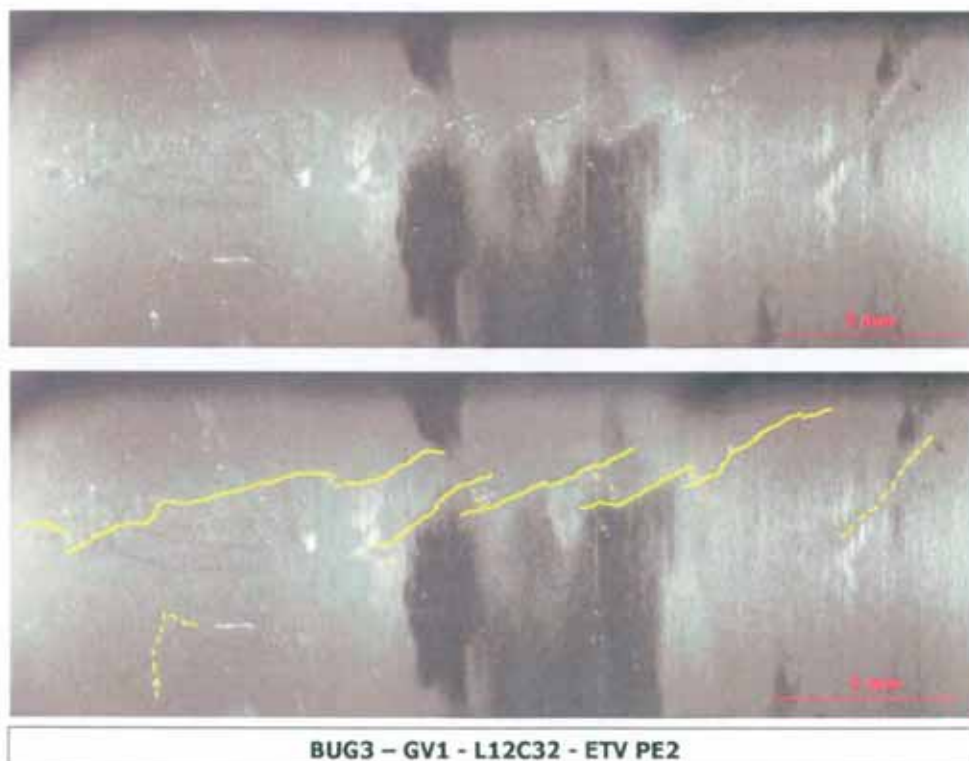


Figure 39: Examen télévisuel interne (TIT) du tube L12C32 du GV de la boucle 1 de Bugey 3 au droit de la plaque entretoise n°2 en branche chaude

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

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. Ainsi, après la fissuration longitudinale, la fissuration circonférentielle pourrait prendre le relais.

Le rapporteur 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.

5.3.2.3 Contraintes dues à un tube bloqué dans plaque

Le rapporteur considère que 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.

Un examen télévisuel de la plaque n°8 du GV n°2 de Bugey 3 réalisé en 2007 (figure 40) montre que l'interstice entre le tube et la plaque est rempli 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. Par ailleurs, la corrosion dans le milieu secondaire nécessite la présence de dépôts.



Figure 40: Examen télévisuel de la face supérieure de la plaque entretoise n°8 du GV n°2 de Bugey 3, 30/12/2007

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".

Pour le rapporteur, 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.

Dans son avis [12], 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 ».

Le rapporteur ne peut totalement exclure que le blocage des tubes dans les plaques entretoises, par la présence de dépôts dans l'interstice entre le tube et la plaque entretoise et sous l'action des dilatations différentielles, soit un élément favorisant la fissuration circonférentielle observée en service sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3.

5.3.2.4 Contraintes dues au 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.

EDF a précisé que tube L12C32 du GV n°1 de Bugey 3 ne présente aucun denting mesurable par la sonde SAX au niveau de la plaque entretoise n°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".

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". En conclusion, EDF écarte "le phénomène de denting comme origine de la fissuration circonférentielle observée sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3".

Le rapporteur 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 n°1 de Bugey 3.

5.3.2.5 Contraintes résultant d'IGA profonde

Les expertises des tubes extraits montrent que la fissuration circonférentielle est toujours accompagnée d'IGA. Toutefois, le rapporteur constate également que des fissures circonférentielles d'étendues importantes (trônçons L16C20-E2 et L28C47-E1) sont apparues sans que l'IGA soit nécessairement profonde, c'est-à-dire supérieure à 600 µm.

Le rapporteur considère que la présence d'IGA n'est pas le paramètre unique à l'origine de la fissuration circonférentielle observée sur le GV n°1 de la tranche 3 du Bugey.

5.3.2.6 *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 ($\mu\text{g/kg}$) pourraient voir leur concentration atteindre des concentrations de l'ordre du 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.

Dans le cas de Bugey 3, une pollution au plomb semble s'être produite entre 1986 et 1988 lors d'une intervention au niveau du tore alimentaire du GV n°1. Un matelas comprenant des billes de plomb se serait percé. La quantité de plomb perdue dans le GV n'est pas connue. Cette pollution est confirmée par les expertises par Microscopie Électronique à Transmission (paragraphe 4.4).

EDF indique que dans le cas du GV n°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.

Dans l'ensemble de la littérature, le plomb est considéré comme un aggravant des phénomènes de corrosion en milieu secondaire des GV. 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 (fissuration par corrosion sous contrainte transgranulaire). La fissuration devient mixte IG/TGSCC accompagnée d'IGA. Le rapporteur 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.

Le rapporteur considère que l'existence d'un aggravant de type polluant pour expliquer les dégradations observées sur le GV n°1 de Bugey 3 est plausible. Ce polluant pourrait être du plomb.

5.3.3 Cinétiques

5.3.3.1 *IGSCC d'orientation longitudinale*

Pour EDF [10], la propagation des fissures d'orientation longitudinale peut aboutir à des défauts traversants en quelques cycles après leur apparition et conduire à l'obturation du tube. Le retour d'expérience de Fessenheim a montré que ce cas reste marginal et n'a conduit qu'à quelques bouchages sur critère du seuil de 2 volts du procédé SAX. Dans le cas du GV n°1 de Bugey 3, le nombre d'occurrence de telles fissures d'orientation longitudinale est plus important mais le contrôle par procédé SAX a toujours permis de détecter ces cas et a donc conduit à un nombre plus élevé d'obturations de tubes (80 tubes au contrôle 2009). Par comparaison, le nombre de tubes obturés sur la base de ce critère au cours du même arrêt n'est que de 5 tubes pour le GV n°2 et aucun pour le GV n°3.

Une analyse des résultats des tubes extraits [23] a permis de déterminer les vitesses de propagation des fissures longitudinales dans l'épaisseur des tubes GV en Inconel 600 MA. Cette analyse montre que les vitesses de propagation maximales obtenues sont de l'ordre de 400 $\mu\text{m}/\text{an}$ (cas de Saint Laurent B1) et de 300 $\mu\text{m}/\text{an}$ pour les autres réacteurs²⁶.

D'une manière générale, la propagation axiale des fissures d'orientation longitudinale au niveau des plaques entretoises n'est pas étudiée à partir des tubes extraits. Néanmoins, les éléments de retour d'expérience des tubes extraits montrent que dans tous les cas, l'extension axiale des fissures reste contenue dans l'espace entre les bords inférieur et supérieur de la plaque entretoise quelles que soient leur profondeur et leur durée de vie. 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 l'analyse.

L'IRSN dans son avis [12] considère également que la fissuration longitudinale par IGSCC au niveau des plaques entretoises est un phénomène bien cerné aujourd'hui et partage la position d'EDF qui sous-tend que le défaut devient 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 est détecté par les contrôles non destructifs, ce qui conduit au bouchage du tube dégradé.

5.3.3.2 IGSCC d'orientation circonférentielle

La propagation des fissures d'orientation circonférentielle au niveau des plaques entretoises n'est pas connue à ce jour par le retour d'expérience dans la mesure où ce type de dégradation a été mis en évidence pour la première fois lors des contrôles de Bugey 3.

5.3.3.2.1 Position d'EDF

EDF s'appuie donc dans sa démonstration sur le retour d'expérience en pied de tube [12]. Ce retour d'expérience 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 de tubes extraits, sont au maximum de l'ordre de 400 $\mu\text{m}/\text{an}$ ²⁷.

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

²⁶ Les valeurs citées dans le document en référence [23] sont de 200 $\mu\text{m}/\text{an}$ et 160 $\mu\text{m}/\text{an}$ mais ne prennent pas en compte de durée d'amorçage de la fissuration. EDF considère en première approximation que cette durée d'amorçage est d'environ la moitié de la durée de fonctionnement des GV avant extraction (environ 4 cycles de propagation pour une durée d'amorçage de 4 ou 5 cycles pour respectivement Saint Laurent B1 et Bugey 5).

²⁷ Même remarque que dans le cas de la fissuration longitudinale (note de bas de page n°26) pour la prise en compte d'une durée d'amorçage de la fissuration circonférentielle.

Par ailleurs, quelques cas²⁸ (statistiquement très peu nombreux) sont connus en pied de tube de notation de fissure circonférentielle de plus de 220°. La croissance maximale angulaire en un cycle correspond au cas de Chinon B2 et a été déterminée à 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 à EDF 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).

Cette estimation de la propagation étant celle issue du REX en pied de tube, sa transposition à une fissure se développant au droit d'une plaque entretoise est pour EDF nécessairement conservatrice, pour les raisons suivantes :

- Dans le cas particulier des dégradations en paroi externe des tubes au niveau des plaques entretoises, le retour d'expérience des tubes extrait a montré que dans tous les cas un endommagement mixte extrêmement complexe (décohésions intergranulaires multidirectionnelles, IGA et IGSCC) dans lequel la composante circonférentielle de la fissure 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 important en pied de tube qu'au niveau des plaques entretoises.

Au final, EDF considère qu'il retient pour la fissuration circonférentielle au niveau des plaques entretoises une situation très conservatrice (issue du retour d'expérience en pied de tube) correspondant à une propagation en profondeur de la fissure de l'ordre de 400 µm/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. Re transcrite 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.

5.3.3.2.2 Analyse de l'IRSN

L'analyse de l'IRSN, résumée ci-dessous, considère que la cinétique proposée par EDF pour la propagation de l'IGSCC au droit des plaques entretoises de Bugey 3 est vraisemblablement acceptable mais ne considère aucune marge.

« 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. 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 écorchés qu'au niveau des plaques entretoises ; cet écorçage 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. »

²⁸ Dans le retour d'expérience antérieur, quelques cas existent de première notation d'indications circonférentielles de 360° qui ne sont pas pris en compte ici dans la mesure où EDF ne connaissait pas leur situation au contrôle précédent.

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 le rapporteur ne permettent pas de conclure quant à l'origine de la fissuration circonférentielle au niveau des plaques entretoises, sur le GV de la boucle 1 de Bugey 3. Néanmoins, le rapporteur 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 et du rôle potentiellement accélérateur de la pollution du GV de la boucle 1 par du plomb, il est difficile de proposer une borne supérieure de la cinétique d'IGSCC circonférentielle, sur la seule base des essais de laboratoire. En effet, les vitesses de corrosion sous contrainte élevées 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 qu'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, le rapporteur 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), le rapporteur considère que le plomb a un effet accélérateur sur la propagation de l'IGSCC mais 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 un ordre de grandeur réaliste, mais sans coefficient de sécurité. Le rapporteur juge cette valeur acceptable mais ne peut exclure pour le cycle à venir, comme cela a été vu par le passé, 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.

5.4 Défauts critiques retenus par EDF

Dans cette partie sont présentées les calculs permettant de définir le défaut critique pouvant mener à la ruine par striction du tube en fonctionnement et le défaut acceptable en début de cycle. Ils sont comparés aux critères retenus par la NRC à titre informatif.

5.4.1 Position d'EDF

5.4.1.1 *Rappel de la doctrine de maintenance*

Pour EDF, le défaut critique est celui qui conduirait à la ruine du tube sous le chargement dû à la différence de pression maximale atteinte en toute situation d'exploitation, soit 172 bars pour les situations de 4^{ème} catégorie.

Pour EDF, la ruine correspond à l'atteinte pour le tube d'un endommagement mécanique important (ruine par instabilité plastique), et est indépendant de la perte d'étanchéité. Cette situation correspond à celle d'une RTGV (rupture de tube de générateur de vapeur).

La figure 41 illustre la ruine par essai d'éclatement d'un tube présentant des défauts longitudinaux situés au droit d'une plaque entretoise percée (partie mince du tube). Pour EDF, la pression d'éclatement de ce tube correspond à la pression d'ouverture par instabilité plastique du défaut situé hors de la plaque entretoise (fissure longitudinale ouverte, à droite) [15].



Figure 41: Essai d'éclatement EDF - Mode de rupture d'un tube présentant des fissures longitudinales au droit d'une plaque entretoise

D'après la doctrine de maintenance [22], le défaut critique pour une fissure longitudinale au droit des plaques entretoise correspond à un défaut longitudinal traversant dont la longueur dépasse l'épaisseur de la plaque entretoise.

Concernant les défauts d'IGA, la doctrine de maintenance était fondée sur le retour d'expérience acquis par l'extraction de nombreux tubes sur le GV n°2 de Saint Laurent B1 en 1991. La définition du défaut critique était alors sensiblement différente. Le défaut critique était celui qui :

- permettait d'amorcer préférentiellement une fissure d'IGSCC d'orientation circonférentielle et non longitudinale,
- OU
- pouvait compromettre directement la résistance d'un tube à l'effet de fond.

Le défaut critique alors retenu correspondait au premier cas, le plus conservatif, et était celui qui pouvait entraîner une redistribution des contraintes en service rassemblant des conditions de création rapide d'une fissuration circonférentielle sous contrainte. Boucher un tube qui atteindrait ce critère en fin de cycle prenait implicitement en compte un cinétique d'évolution de la fissure circonférentielle de corrosion sous contrainte infinie.

Sur la base de ces considérations, le défaut d'IGA critique a été évalué comme correspondant à une attaque généralisée (360°) sur 45 % de profondeur du tube. La présence de fissures circonférentielles au droit des plaques entretoises n'était pas envisagée.

5.4.1.2 Défauts critiques sur les GV de Bugey 3

EDF considère désormais que la position prise à Saint Laurent B1 présente de nombreux conservatismes et a ré-évalué le défaut critique d'IGA et d'IGSCC.

Le défaut critique pour une fissure longitudinale au droit des plaques entretoise n'est pas remis en cause suite aux observations réalisées sur les GV de Bugey 3.

5.4.1.2.1 Calcul théorique du défaut critique circonférentiel

Dans la note [24], EDF propose la formule suivante pour exprimer la pression limite d'instabilité d'un défaut circonférentiel traversant (ruine par striction axiale, car la plaque entretoise empêche ou limite le gonflement) :

$$(2) \quad P_a = \frac{2(\beta^2 - 1) \cdot (\pi - \theta) \cdot \bar{\sigma}}{2\pi + (\beta^2 - 1) \cdot (\pi - \theta)} \quad \text{avec}$$

- $\beta = R_{\text{ext}}/R_{\text{int}}$
- R_{ext} le rayon extérieur du tube
- R_{int} le rayon intérieur du tube
- θ le demi-angle du défaut critique
- $\bar{\sigma}$ la contrainte d'instabilité plastique à chaud

Cette formule permet d'identifier la taille d'un défaut circonférentiel traversant amenant une pression d'éclatement inférieure à 172 bars en 4^{ème} catégorie. EDF obtient les résultats suivants :

Cas de calcul retenu	unité	Cas nominal	Cas pénalisant
Diamètre externe	mm	22,22	22,35
épaisseur	mm	1,27	1,12
$\sigma = 0,5 [R_e + R_m]$	MPa	460	386
R_{ext}	mm	11,11	11,18
R_{int}	mm	9,84	10,03
β	-	1,13	1,12
P_s	MPa	17,2	17,2
θ critique	°	310	292
Section dégradée équivalente	%	86,10%	81,20%

Tableau 23: Calcul du défaut circonférentiel critique

EDF retient, dans le cas le plus pénalisant envisageable pour les tubes en Inconel 600MA du palier 900 MWe, une valeur angulaire critique de défaut circonférentiel de 292°, soit 81 % de section dégradée équivalente, arrondie à 80 %.

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 :

$$(3) \quad P_a = \frac{2\bar{\sigma} \cdot (\alpha^2 - 1)}{\alpha^2 + 1} \quad \text{avec}$$

- $\alpha = \frac{R_i + t}{R_i}$
- R_i rayon intérieur du tube
- t l'épaisseur nominale du tube

5.4.1.2.2 Comparaison du défaut critique théorique aux résultats expérimentaux

EDF vérifie que le défaut critique retenu de 80 % de section dégradée est cohérent avec l'ensemble des essais d'éclatement de tubes présentant une fissure circonférentielle à l'aide de la figure 42 qui représente la pression adimensionnelle P_n en fonction de la section dégradée du tube. Ces essais ont été réalisés par FRAMATOME, EDF et WESTINGHOUSE à la fois sur des tubes extraits et sur des défauts usinés.

$$(4) \quad P_n = \frac{\sigma_z}{\sigma_f} = \frac{P \cdot R}{2 \cdot t \cdot \sigma_f} \quad \text{avec}$$

- R rayon moyen nominal du tube
- $\sigma_f = \sigma \times 0,85 = 510 \text{ MPa}$, pour tenir compte du rapport des caractéristiques du matériau à froid et à chaud.

On obtient alors un P_n égal à 0,163 pour un ΔP de 172 bars.

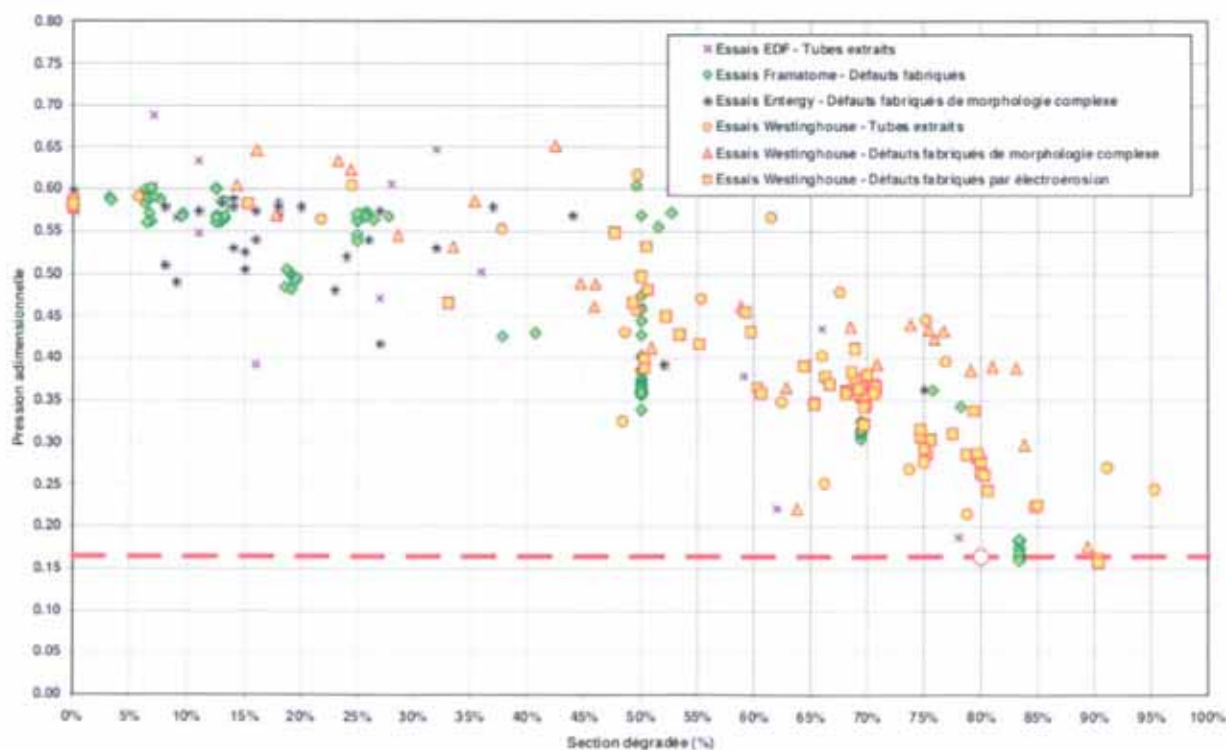


Figure 42: Comparaison des couples [défaut équivalent/pression expérimentale] au défaut critique identifié

Le défaut critique circonférentiel correspondant à 80 % de la section dégradée du tube retenu par EDF est donc cohérent avec les essais de tests d'éclatement pour la ruine des tubes.

On constate que la formule ne présente quasiment aucune marge par rapport aux essais.

Remarques :

Les essais d'éclatement présentés en figure 42 et mis en œuvre sur les tubes extraits de Bugey 3 sont réalisés sans plaque entretoise au droit du défaut.

La présence d'une plaque entretoise conduit à l'augmentation de la pression d'éclatement des tubes, sans que ceci n'ait jamais été quantifié ni par le calcul, ni par des essais pour des dégradations d'orientation circonférentielle.

Le mode de ruine des défauts dépend de la section dégradée du tube. On considère que :

- jusqu'à 25 % de section dégradée, 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.

5.4.1.2.3 Défaut acceptable en début de cycle

La taille des défauts acceptables résulte :

- de la taille du défaut critique précisée au paragraphe 5.4.1.2.2
- de la cinétique de progression attendue lors du prochain cycle présenté aux paragraphes 5.2.3.1 et 5.3.3.2.1.

Le défaut acceptable en début de cycle, sans tenir compte des incertitudes de mesure, est alors défini par :

(5) Défaut acceptable = Défaut critique – Cinétique de progression

Pour les défauts de type IGA « seule » et IGSCC d'orientation circonférentielle « seule », EDF retient les valeurs suivantes :

Type de défaut	Taille du défaut critique (% de la section dégradée)	Cinétique enveloppe (cycle d'un an)	Taille du défaut acceptable en début de cycle
IGA seule	80 %	50 μ m ($\sim$ 4 %)	76 % ²⁹
IGSCC circonférentielle seule	80 % ($\sim$ fissure traversante sur 288°)	39 % ($\sim$ progression traversante sur 140 °)	41 % ($\sim$ 148° traversants)

Tableau 24: Taille des défauts acceptables d'IGA et d'IGSCC d'orientation circonférentielle pris séparément

Dans le cas des dégradations mixtes d'IGA et d'IGSCC d'orientation circonférentielle rencontrées uniquement sur le GV n°1 de Bugey 3, EDF postule la présence d'un défaut d'IGSCC circonférentielle au redémarrage du réacteur et une zone affectée d'IGA correspondant à la valeur limite de la doctrine de 45 % [22] retenu de manière conventionnelle. Le scénario est le suivant :

- dès le démarrage du réacteur, le défaut va continuer de progresser par IGA,
- de manière simultanée, la dégradation d'IGSCC va également progresser selon la cinétique enveloppe.

²⁹ Cette valeur ne sera pas retenue par EDF dans la suite de l'analyse.

Au terme d'un an, la dégradation d'IGA a progressé de 4 % en épaisseur, et la fissure d'IGSCC a affecté une surface supplémentaire de 39 % de la section du tube.

La configuration envisagée est présentée en figure 43.

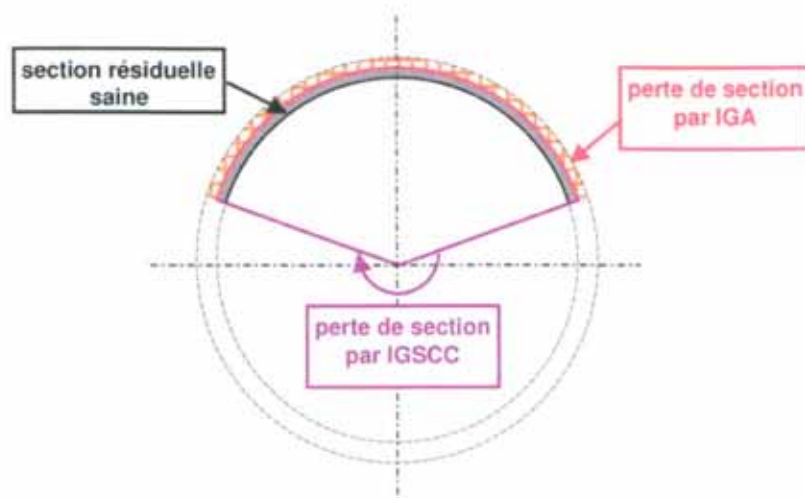


Figure 43: Configuration de dégradation envisagée sur les GV de Bugey 3

EDF recherche les dimensions du défaut en début de cycle de telle manière que le défaut soit non critique au terme du cycle, ce qui se traduit par une section résiduelle saine du tube supérieure à 20 %.

La section résiduelle saine du tube peut être estimée par la formule suivante :

$$(6) \text{ Section résiduelle (\%)} = [1 - \text{IGSCC}(\%)] \times [1 - \text{IGA}(\%)]$$

avec :

- IGSCC(%) désigne la perte de section liée à une fissure circonférentielle traversante d'extension angulaire totale α :

$$\text{IGSCC}(\%) = \alpha / 360$$
- IGA(%) désigne la perte d'épaisseur moyenne liée à une dégradation d'IGA sur la section non affectée d'IGSCC traversante :

$$\text{IGA}(\%) = (\text{épaisseur initiale} - \text{épaisseur résiduelle moyenne}) / \text{épaisseur initiale}$$

Le tableau ci-dessous précise finalement les dimensions caractéristiques du défaut acceptable en début de cycle et ses dimensions en fin de cycle :

Au redémarrage		En fin de cycle	
Fissure traversante d'IGSCC	Profondeur moyenne d'IGA sur la section résiduelle	Fissure traversante d'IGSCC	Profondeur moyenne d'IGA sur la section résiduelle
79°	45 %	219°	49 %

Pour EDF, un tube dont la perte d'épaisseur moyenne par IGA serait de 45 % et qui est également affecté d'IGSCC d'orientation circonférentielle sur un angle de moins de 79° traversant resterait non critique au terme d'un cycle d'un an.

Au final, EDF propose de boucher les tubes répondant à l'un des deux critères suivants :

- indications STT notables au sens de la procédure en pied de tube (défauts de plus de 40 % de la profondeur du tube sur une extension axiale de plus de 50°) correspondant à un défaut inférieur à un défaut circonférentiel traversant de plus de 148° d'extension angulaire,
- indications S10 dont l'indicateur de section dégradée SD est supérieur à 40 mm² (soit 45 % de la section du tube) correspondant à un défaut inférieur au cas maximum admissible (63 %) du risque d'apparition et de propagation d'une fissure circonférentielle en présence d'IGA.

5.4.2 Position de la NRC (Nuclear Regulatory Commission)

La NRC, comme décrit dans l'avis de l'IRSN [12], estime le défaut critique correspond à une section du tube dégradée de 58 %.

« Aux États-Unis, la NRC exige [16] 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 (2ème catégorie) et un coefficient 1,4 en situations accidentelles (4ème catégorie). Les autres chargement doivent de plus être pris en compte s'ils contribuent à la ruine ou à l'éclatement du tube. Les chargements primaires doivent 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-up³⁰. La figure 44 extrait du rapport [17] montre qu'avec ces conditions, le défaut critique réévalué de la section dégradée ou PDA (Percent Degraded Area) se situe aux environs de 60 % pour les GV Westinghouse de type 51 de Diablo Canyon.

L'IRSN rappelle que 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

Figure 44: Défauts limites pour les GV de Westinghouse selon [17]

³⁰ « effet de ressort » : se produit lorsqu'une faible portion d'une structure subit des déformations inélastiques alors que le reste de la structure ne présente pratiquement que des déformations élastiques. Il peut alors y avoir décharge de la déformation élastique sous forme de déformation inélastique dans la section affaiblie. Cet effet de ressort peut aller jusqu'à provoquer un endommagement local ou la rupture de la section concernée. Dans cette configuration, les contraintes thermiques doivent être classées comme primaires.

Par ailleurs, le document [18] 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.

”

5.4.3 Reprise du calcul de l'IRSN

Le calcul réalisé par EDF ne prend en compte aucun coefficient de sécurité et utilise des hypothèses dont le caractère enveloppe peut être remis en cause. L'IRSN a repris les calculs en utilisant des hypothèses sur la cinétique qui correspondent aux recommandations du rapporteur et en utilisant les coefficients de l'arrêté de 1974 en situation de 3ème catégorie.

L'IRSN estime alors que le défaut critique correspond à une section du tube dégradée de 62,5 %. Le défaut critique acceptable pour un cycle de fonctionnement de 6 mois avec ce calcul est :

- IGA seule : 48 % de la section du tube dégradée,
- IGSCC circonférentielle seule : défaut traversant sur 155° correspondant à 43 % de la section dégradée.

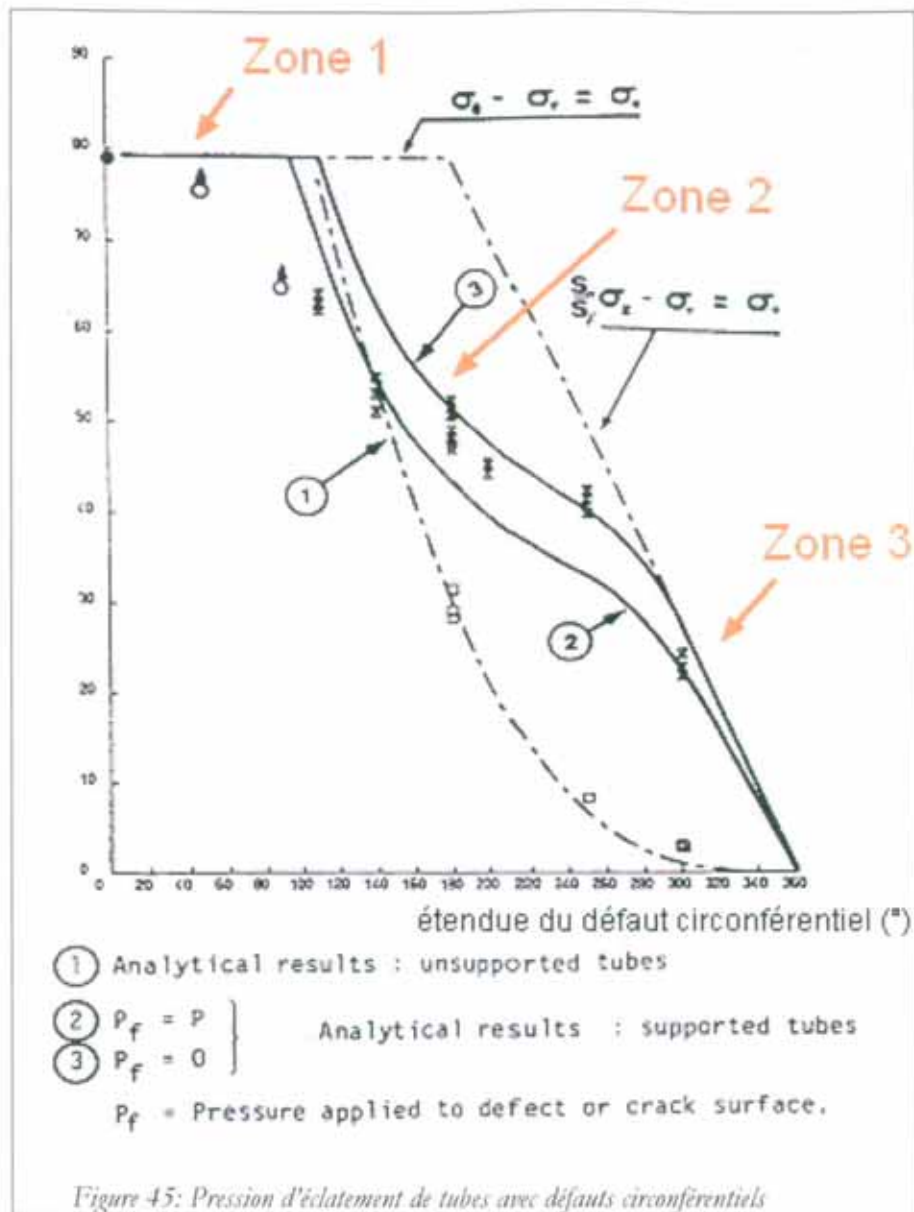
L'IRSN note plusieurs sources de conservatismes dans le calcul d'EDF :

« 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. Néanmoins, la formule simplifiée utilisée par EDF suppose l'encastrement parfait des tubes au niveau des plaques entretoises et ne prend donc pas en compte de moment induits. Comme le montre la figure 45, les résultats sont plus pénalisants pour un tube sans appui latéral ou même avec un appui qui ne réalise pas un encastrement parfait.

L'IRSN rappelle ensuite qu'aucun effet lié à la perturbation locale du champ de contrainte par exemple via des concentrations de contrainte dues à une tache d'IGA par exemple 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 encasté comme cela a été souligné plus haut.

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

Le rapporteur considère qu'EDF doit s'assurer du caractère enveloppe des estimations du défaut critique et pénaliser son calcul. De plus, *« 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 circonférentiels, 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 46, 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. »*



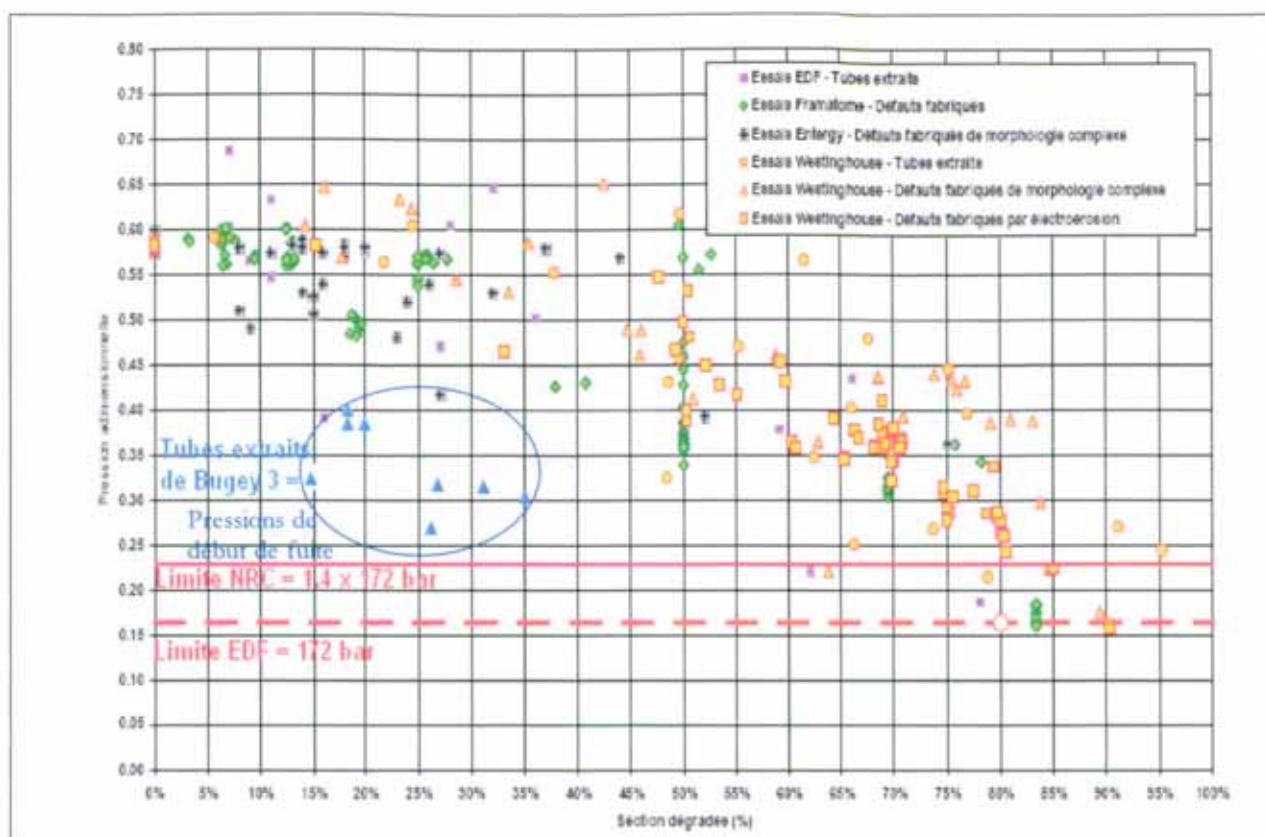


Figure 46: Synthèse des essais d'éclatement de tubes avec défauts circonférentiels et pressions de début de fuite des tronçons extraits sur le GV n°1 de Bugey 3

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

Tableau 25: Coefficients stipulés par l'arrêté du 12 mars 1974 (et du 11 novembre 1999) et ΔP maximales sur les tubes

Le calcul de l'IRSN retient une ruine du tube par instabilité plastique, cas pour lequel 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 (formule (2) page 74) fournit un défaut circonférentiel critique qui vaut 225° ce qui représente une section dégradée de 62,5%.

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 26. Les cinétiques sont les cinétiques enveloppes discutées aux paragraphes 5.2.3 et 5.3.3 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 26: défauts critiques en début de cycle d'un an et de 6 mois (valeurs IRSN)

Le calcul réalisé conduit pour un cycle de fonctionnement de 6 mois aux défauts critiques suivants :

- IGA seule : 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. Néanmoins, ces défauts sont cohérents avec les critères de bouchage retenus par EDF.

5.5 Bilan des défauts laissés en service sur le GV n°1 de Bugey 3

L'estimation de la profondeur des défauts laissés en service est réalisée au travers du contrôle avec la sonde S10. Ainsi, les indications d'amplitude supérieure ou égale à un volt sont considérées comme représentatives d'un défaut traversant, alors que les indications d'amplitude comprise entre 500 mV et 1V ont une profondeur maximale comprise entre 800 μm et l'épaisseur du tube.

De manière générale, EDF a pu remarquer, à partir de la caractérisation par examens non destructifs du faisceau tubulaire du GV n°1 de Bugey 3, que le caractère traversant de l'endommagement est toujours lié à une ou plusieurs fissures longitudinales notées par la sonde tournante S10. Une ou plusieurs fissures longitudinales sont également notées par le procédé sur la grande majorité des indications d'amplitude supérieure ou égale à 500 mV.

Après obturation des tubes du GV n°1 au cours de l'arrêt pour diverses raisons, il reste 41 tubes présentant au moins une indication caractéristique d'un défaut potentiellement traversant au niveau d'une plaque entretoise et 392 tubes avec au moins une indication caractéristique d'un défaut de profondeur maximale comprise entre 800 μm et l'épaisseur du tube.

A partir des résultats des contrôles effectués, EDF peut caractériser les indications présentes sur ces tubes de manière suivante :

- les 41 tubes (43 indications) laissés en service avec indication d'amplitude S10 supérieure à 1V, donc affectés d'un défaut potentiellement traversant, présentent au moins une indication de fissure d'orientation longitudinale,
- l'extension angulaire de ces indications est au maximum de 50° dans un seul cas et inférieure ou égale à 30° dans tous les autres cas. Cette extension mesurée par END inclut la zone d'influence de la sonde. On peut estimer que, en présence d'une fissure longitudinale (défaut sans étendue angulaire), le signal électrique correspondant présente une extension moyenne de 15 à 20° ,
- le même constat de notation d'au moins une fissure longitudinale est fait pour la très grande majorité (environ 95%) des 392 tubes avec indication (427 indications) d'amplitude S10 comprise entre 500mV et 1V et présentant un défaut de profondeur supérieur à $800\mu\text{m}$ sans être caractérisé comme traversant,
- Dans tous les cas, l'extension angulaire de ces indications à la profondeur de $800\mu\text{m}$ n'excède pas 95° .

Par ailleurs, les expertises métallurgiques sur les tubes extraits donnent des renseignements complémentaires. En considérant les tubes affectés d'IGA qui auraient été laissés en service en l'absence d'extraction (tubes avec sections dégradées comprises entre 20 et 35 %), on observe que :

- les profondeurs maximales d'IGA sont très localement de l'ordre de $1100\mu\text{m}$ à $1200\mu\text{m}$, ceci sur une extension angulaire comprise entre 5 et 10° et une étendue axiale de l'ordre de 1 ou 2 mm,
- dans tous les cas, cette dégradation par IGA est associée à une ou plusieurs fissures longitudinales qui dépassent en profondeur le front d'IGA,
- même dans les cas où aucune indication de fissure longitudinale n'a été notée par le procédé S10, l'expertise métallurgique met en évidence une ou plusieurs fissures longitudinales plus profondes que le front d'IGA. La non-notation de fissures longitudinales non traversantes par le procédé S10 est attendue au vu du retour d'expérience de ce procédé.

De l'ensemble des éléments tirés des expertises métallurgiques sur quelques tubes et des END sur l'ensemble du faisceau, EDF conclut que les défauts traversants ou quasi-traversants tels que caractérisés par les contrôles S10 ne sont pas le résultat d'une tache de corrosion intergranulaire traversante seule, mais sont corrélées à des fissures longitudinales. Les faibles extensions angulaires relevées pour les amplitudes S10 supérieures à un volt sont de l'ordre de grandeur de l'influence de la sonde.

La corrosion généralisée qui accompagne cette fissuration longitudinale est toujours localisée autour de ces fissures sur de faibles extensions angulaires et/ou axiales. Elle conduit à une zone sur le tube dégradée par l'IGA de profondeur proche de l'épaisseur du tube n'excédant pas quelques mm^2 .

Le rapporteur considère que la morphologie complexe des dégradations, avec la présence d'IGA profonde quasiment traversante sur des sections de plusieurs mm^2 , ou encore l'extension des secteurs de fissuration longitudinale débouchants par le phénomène d'IGA ne peut pas permettre de conclure sur une schématisation linéaire des défauts. Pour le rapporteur, les défauts laissés en service sur le GV n°1 de Bugey 3 doivent être assimilés, de façon conservative, à des défauts volumiques. Dans tous les cas, les limites des END en terme de caractérisation ne permettent pas d'assurer le caractère purement linéaire des défauts débouchants contrôlés.

Évolution des dégradations lors du prochain cycle (6 mois) de Bugey 3

Les défauts traversants (fissures longitudinales) présents sur les 41 tubes vont continuer d'évoluer normalement pour atteindre le critère d'obturation de la sonde SAX (2 volts) qui traduit en général l'obtention de fissures traversantes sur une étendue axiale importante. Il est vraisemblable que des défauts correspondants à des indications ne montrant pas de caractère traversant à ce jour continuent d'évoluer pour aboutir à une fissure longitudinale traversante au cours d'un cycle de 6 mois.

Les amorces de fissures circonférentielles laissées en service peuvent se propager au cours du prochain cycle, et potentiellement devenir traversantes à la fin du cycle de 6 mois de fonctionnement.

L'IGA profonde présente sur les tubes est toujours associée à de la fissuration longitudinale ou circonférentielle. Lorsque celle-ci sera traversante, la présence d'IGA ne fera qu'augmenter localement l'extension angulaire (cas d'une fissure longitudinale) ou l'étendue axiale (cas d'une fissure circonférentielle) sur laquelle la fissure est traversante. Le retour d'expérience des tubes extraits pour corrosion au niveau des plaques entretoises n'a jamais mis en évidence, même dans le cas de dégradation profonde, de zone d'IGA traversante sans association à de la fissure longitudinale. D'après EDF, en considérant le mécanisme de propagation de l'IGA associée à de la fissuration longitudinale, celle-ci ne sera au maximum que de quelques dizaines de microns localement au voisinage de la fissure longitudinale.

5.6 Bilan

EDF propose une phénoménologie de l'IGA qui est jugée plausible par l'IRSN. En revanche, ni EDF ni l'IRSN ne peuvent décrire avec certitude les mécanismes qui ont conduit à l'apparition d'IGSCC d'orientation circonférentielle sur le GV n°1 de Bugey 3. EDF fournit tout de même un jeu d'hypothèses que l'IRSN considère plausibles.

La cinétique enveloppe d'évolution des fissures d'IGSCC d'orientation circonférentielle est estimée à 140° traversants par an. En revanche, la cinétique de propagation de l'IGA ne fait pas consensus entre EDF et l'IRSN. Le rapporteur retiendra une valeur enveloppe de cinétique d'IGA de 120 µm par an.

Les tailles de défauts acceptables proposées par EDF sont finalement assez proches des valeurs proposées par l'IRSN, bien que les méthodes de calcul soient différentes. En particulier, EDF base la détermination du défaut acceptable en fin de cycle sur un cycle d'une durée de fonctionnement d'un an, contre 6 mois dans l'approche de l'IRSN. Les cinétiques et tailles de défauts acceptables en début de cycle sont résumés dans le tableau 27.

EDF propose les critères de bouchage suivant :

- section dégradée du tube de 45 % (indicateur de section dégradée SD de 40 mm² d'après les signaux S10),
- fissure circonférentielle de plus de 40 % de profondeur du tube sur plus de 50° (critère STT de fissure circonférentielle notable en pied de tube).

Le rapporteur considère ces critères de bouchage permettent d'avoir un degré de confiance suffisant concernant l'absence de risque significatif de RTGV au cours du prochain cycle de fonctionnement de Bugey 3.

Cinétique retenue	IGA	Position EDF	Position IRSN
		50 $\mu\text{m}/\text{an}$ ($\sim 4\%$ de l'épaisseur)	120 $\mu\text{m}/\text{an}$ ($\sim 10\%$ de l'épaisseur)
	IGSCC circonférentielle	140°/an traversant	140°/an traversant
Défaut critique (ruine par instabilité plastique)		80 % de section totale du tube dégradée	80 % de section totale du tube dégradée
Défaut acceptable en début de cycle (cycle d'un an pour EDF, de 6 mois pour l'IRSN)	IGA seule	63 % de la section dégradée	57,3 % de la section dégradée
	IGSCC circonférentielle seule	41 % de la section dégradée ($\sim$ fissure traversante de 148°)	43 % de la section dégradée ($\sim$ fissure traversante de 155°)
	IGA et IGSCC circonférentielle induite	IGSCC circonférentielle traversante sur 79° et IGA affectant 45 % de la profondeur du ligament restant	48 % de la section dégradée (IGA seule, ordre de grandeur car calcul peu réaliste)

Tableau 27: Synthèse de l'analyse mécanique

Enfin, on notera que sur les 7 tronçons de tubes extraits et expertisés à Bugey 3, les critères de bouchage définis par EDF n'auraient conduit au bouchage que de deux d'entre eux, les tubes L16C20 et L28C47.

6 Risque de fuite en fonctionnement

6.1 Hypothèse sur l'encastrement des tubes dans les plaques entretoises sous l'effet d'oxydes

La conception des plaques entretoises percées avec trous circulaires conduit à un interstice tube/plaque très restreint (0,4 mm au nominal) qui peut être rapidement obstrué par les dépôts et produits de corrosion véhiculés par le fluide secondaire ou provenant directement de la corrosion des plaques en acier au carbone.

Ce phénomène est illustré en figure 47 par les examens télévisuels de la plaque entretoise supérieure des GV de différents réacteurs du parc équipés de plaques percées.



Bugey 3 – GV2



Fessenheim 2 – GV2



Bugey 2 – GV3



Dampierre 4 – GV2

Figure 47: Images télévisuelles de la face supérieure de la plaque entretoise n°8 de plusieurs GV à plaques entretoises percées

Bien que l'encastrement des tubes dans les plaques entretoises ne puisse pas être confirmé pour chaque tube par des examens télévisuels, on peut considérer que ce phénomène est généralisé pour les raisons suivantes :

- la présence d'oxydes obstruant l'interstice tube/plaque entretoise est un facteur prépondérant dans l'apparition de la corrosion côté secondaire du tube, en influençant la température (moindre refroidissement car le fluide ne circule plus) et la chimie locale du milieu,
- l'absence de fuite importante en fonctionnement pour des tubes affectés de nombreux défauts traversants vraisemblablement due à un « colmatage » des fissures (cf. paragraphe 6.3.1),

- la force nécessaire à l'extraction des tubes, estimée entre 2000 et 3900 daN dans le cas des 12 tubes extraits sur Bugey 3, montre que les tubes sont encastrés dans les plaques entretoises. Sur le GV 27 de Dampierre 1 qui a fait l'objet de nombreuses expertises en 1994, le couple nécessaire à la désolidarisation des tubes après nettoyage chimique, donc élimination partielle des oxydes, a diminué d'environ 40% [35]. Sur ce GV, après 66200 heures de fonctionnement, les extractions réalisées sur les tubes au niveau des plaques entretoises 1, 7 et 8 ont systématiquement mis en évidence un interstice tube/plaque totalement comblé sur toute la hauteur de la plaque par un dépôt compact et adhérent. Les forces de décollement nécessaires pour séparer les tubes de la plaque hors du GV étaient dans tous les cas supérieures à 1000 daN.

Le rapporteur retient dans la suite de l'analyse que les tubes des GV de Bugey 3 sont encastrés dans la plaque entretoise par des dépôts d'oxydes, bien qu'il ne puisse être démontré à ce jour que tous les interstices entre les plaques et les tubes soient comblés.

Compte tenu de ces éléments, EDF considère qu'il n'est possible d'utiliser des résultats d'essais de fuite (estimation d'une pression de début de fuite ou mesure d'un début de fuite) au niveau des plaques entretoises percées que si l'essai est représentatif de la situation réelle, à savoir une configuration tube/plaque comportant des dépôts. Cette configuration n'a pas été étudiée à Bugey 3, car elle nécessite la dépose des GV. Des études ont toutefois été réalisées sur les premiers GV déposés sur le parc électronucléaire français, et sont détaillées dans le paragraphe suivant.

6.2 Retour d'expérience : essais de débit de fuite au droit des plaques entretoises

En 1994, EDF a réalisé des essais de débit de fuite et d'éclatement sur des tubes extraits de GV déposés, notamment le GV 27 de Dampierre 1 [35]. Sur ce GV, de conception comparable à ceux de Bugey 3, les interstices entre les tubes et les plaques entretoises à passage circulaire étaient comblés par la présence d'oxydes.

Les dégradations rencontrées sur ces GV n'étaient toutefois pas complètement comparables à celles rencontrées à Bugey : il n'y avait pas de fissures d'IGSCC d'orientation circonférentielle ni d'IGA localement profonde sur les tubes extraits à Dampierre 1. Les dégradations observées sur les tubes de Bugey 3 présentent également des fissures d'IGSCC d'orientation longitudinales traversantes mais sont plus complexes.

Les essais ont été réalisés sur tubes libres (absence de plaque entretoise et d'oxydes) et sur tubes avec simulation de plaque entretoise: certains tubes ont été extraits avec un morceau de plaque entretoise, et les oxydes comblant l'interstice tube/plaque sont restés en place.

6.2.1 Détermination d'un débit de fuite à froid en configuration « tube bloqué » en supposant un déplacement de la plaque par rapport au tube percé

Les tronçons extraits avec leur plaque entretoise et les oxydes comblant l'interstice ont été percés par un trou de 0,5 ou 1,2 mm de diamètre afin de simuler la présence d'un défaut traversant (les dégradations au niveau des plaques entretoises de ce GV étaient peu marquées). A partir de l'extérieur de l'ensemble, la plaque a été percée à égale distance de ses faces supérieure et inférieure en direction du tube et perpendiculairement à celui-ci. Le perçage a été prolongé à travers le dépôt, puis le tube. Le trou de la plaque entretoise a ensuite été bouché afin qu'il ne constitue pas un chemin de fuite lors de la mise en pression interne du tube. D'après EDF, avec de telles dimensions de défaut, la perte de charge, ou de pression lors des essais, est à imputer uniquement à la résistance des dépôts. Ce montage est illustré en figure 48.

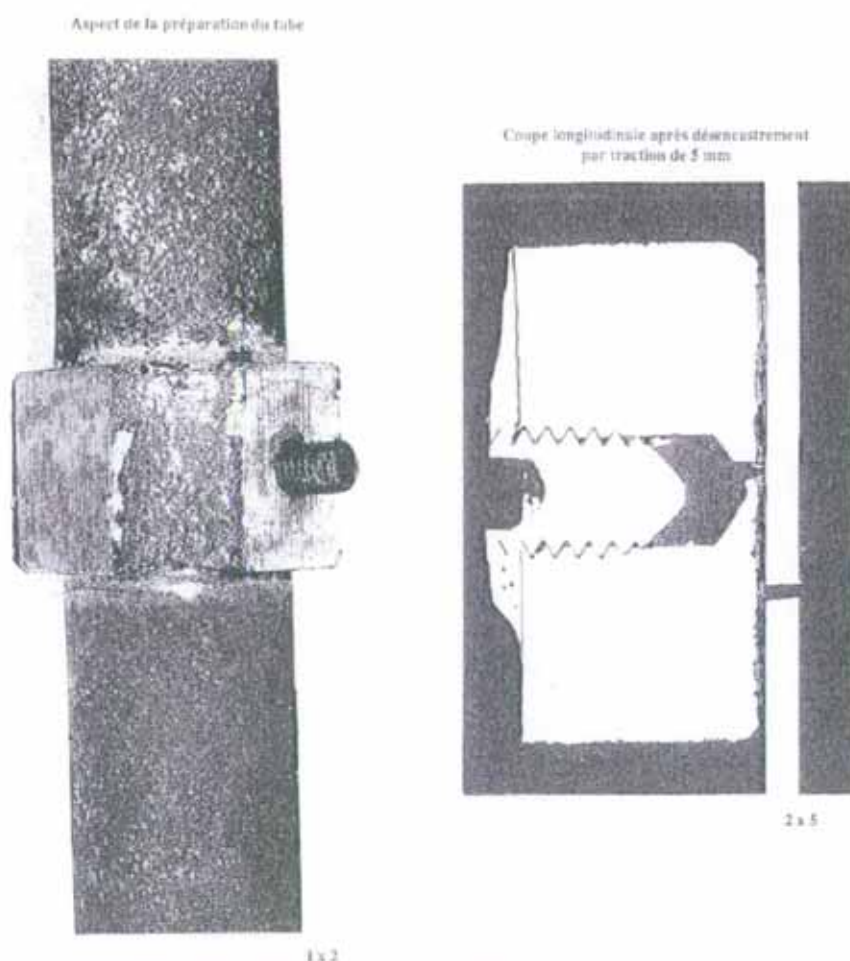


Figure 48: Représentation du montage tube/plaque avec percement du tube et de la plaque pour essai de mise en pression sur les prélèvements de Dampierre 1

Pour simuler un éventuel déplacement de la plaque entretoise lors d'un accident de rupture de tuyauterie vapeur (RTV, situation de 4^{ème} catégorie induisant un différentiel de pression de 172 bars entre le circuit primaire et le circuit secondaire), les tubes percés des ensembles tube + plaque entretoise extraits du GV27 de Dampierre 1 ont été traduits par rapport aux plaques, généralement vers le bas du GV (cf. photographie de droite de la figure 48). A l'issue de chaque déplacement de tube, qui a varié entre 2 et 5 mm, soit directement, soit par étapes d'un millimètre à partir de 2mm, un essai de mise en pression sous 100 et 172 bars a été réalisé avec mesure de débit. Les résultats obtenus sont présentés sur la figure 49. Parmi les échantillons utilisés pour réaliser cette figure, certains ont subi un nettoyage chimique dont l'impact est un effacement des oxydes de l'interstice sur une hauteur de 2 mm à chaque extrémité de la plaque entretoise.

De cette figure, on retiendra que :

- en l'absence de déplacement, les débits de fuite sont inférieurs à 2 l/h pour une pression de 172 bars³¹,
- entre 0 et 3 mm de déplacement du tube par rapport à la plaque, les débits de fuite restent inférieurs à 2 l/h pour une pression de 172 bars,
- au delà de 4 mm de déplacement du tube par rapport à la plaque, les débits de fuites sont parfois limités par les capacités de l'installation, et peuvent dépasser les 30 l/h même pour une pression de 100 bars³².

Ces résultats indiquent que le débit de fuite mesuré est lié à la perte de charge due à la longueur du « chemin de fuite en dépôts ». Un déplacement nul entre le tube et la plaque dans la figure 49 correspond à une longueur de « chemin de fuite en dépôts » de 9 mm entre le trou percé dans le tube et la face supérieure ou inférieure de la plaque à tube pour un interstice tube/plaque complètement comblé par les dépôts.

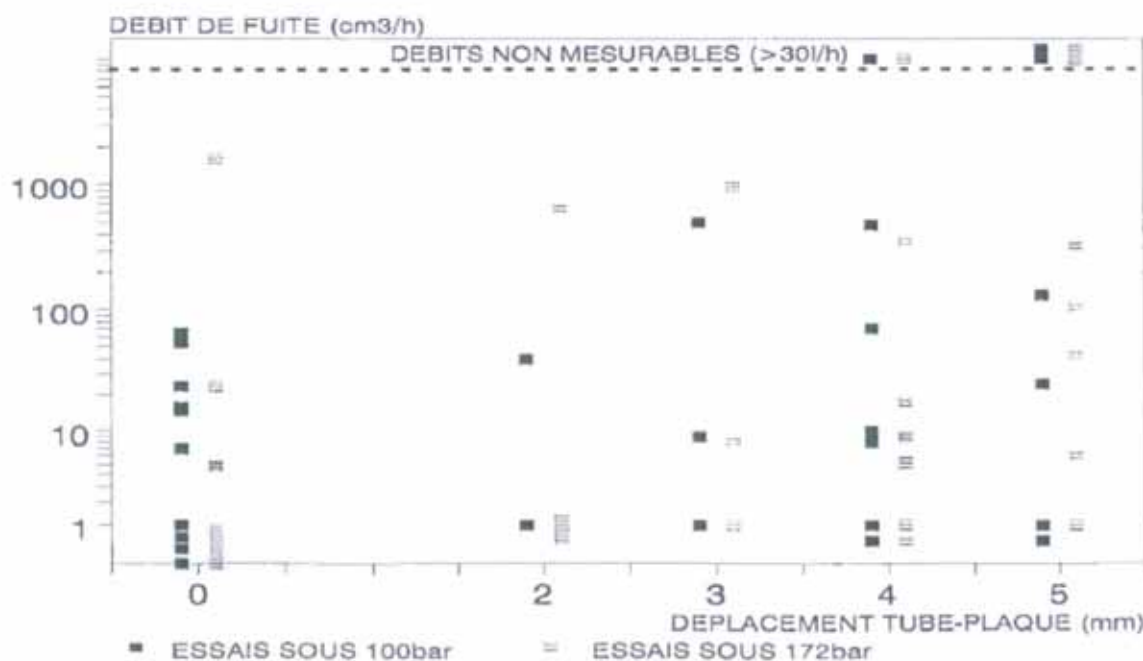


Figure 49: Débit de fuite mesuré à froid après translation du tube percé par rapport à la plaque entretoise (échantillons provenant du GV27 de Dampierre 1)

³¹ D'après EDF, cet échantillon a subi un nettoyage chimique qui a supprimé les oxydes sur une épaisseur de 2 mm, ce qui signifie que le chemin de fuite à travers les oxydes est de 7 mm au lieu de 9 mm pour un échantillon non nettoyé chimiquement.

³² Débit de fuite limité par la capacité de la pompe de charge, qui a un débit de 30 l/h.

6.2.2 Essais d'éclatements

Les essais d'éclatement décrits dans la note [35] ne sont pas de réels essais d'éclatement mais des mesures de la pression à partir de laquelle la fuite devient trop importante pour être mesurée par le dispositif d'essai, même si parfois l'essai a été conduit avec mastic + clinquant collé en surface interne du tube + simulation de plaque entretoise. La figure 50 montre que la pression minimale d'apparition d'une fuite importante a tendance à diminuer quand la profondeur maximale de la corrosion s'accroît ou quand le nombre de fissures traversantes augmente. Les configurations et l'origine des échantillons représentés par les points noirs, gris et les étoiles sur les figures 50 et 51 ne sont pas précisées dans la note [35] dont elles sont issues. EDF n'est pas en mesure de préciser les définitions des valeurs « sous estimées » et « très sous estimées ». On retiendra que parmi les échantillons testés, certains correspondent à des tubes libres (sans simulation de plaque entretoise) en présence de fissures longitudinales traversantes et d'autres à des tubes avec simulation de plaque entretoise et clinquant collé en surface interne du tube avec ajout de mastic.

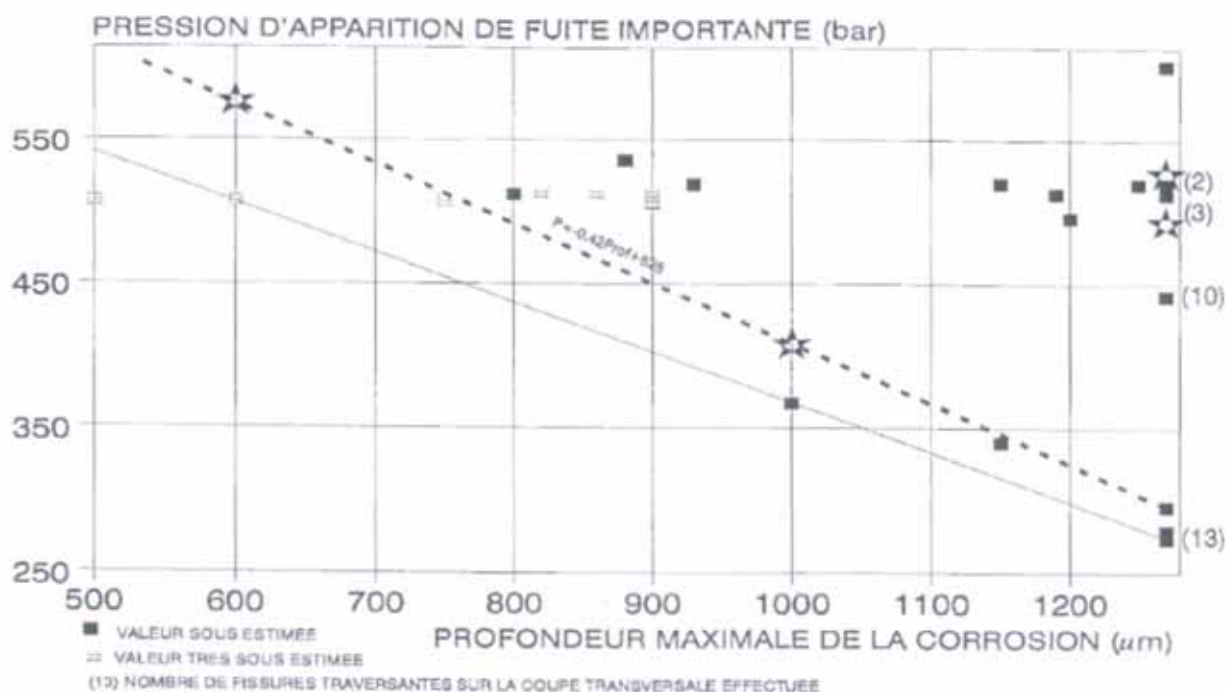


Figure 50: Pression d'apparition d'une fuite importante en fonction de la profondeur maximale de la corrosion relevée au droit des plaques entretoises [35]

La figure 51 est l'équivalent de la figure 50, mais la pression de début de fuite importante y est représentée en fonction de l'amplitude du signal SAX de corrosion au lieu de la profondeur maximale de cette corrosion.

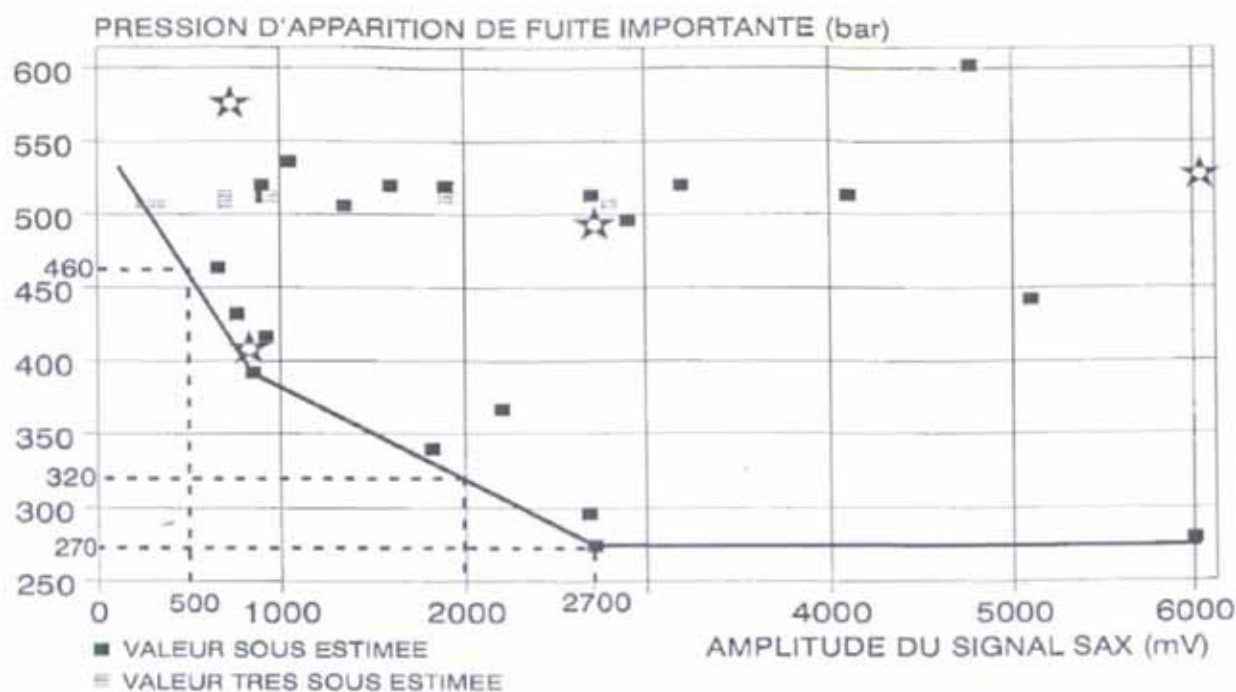


Figure 51: Pression d'apparition d'une fuite importante en fonction de l'amplitude du signal SAX [35]

De ces essais, EDF a conclu en 1994 que quelle que soit la valeur de l'amplitude SAX jusqu'à une valeur de 6 volts, un accident de RTV (différentiel de pression de 172 bars) couplé à un « effacement » total des plaques entretoises ne conduira pas à un débit de fuite des dégradations par corrosion au droit des plaques entretoises supérieur à quelques dizaines de l/h, même sur un GV fortement dégradé à ce niveau.

6.3 Risque de fuites en fonctionnement à Bugey 3

6.3.1 Comportement des faisceaux tubulaires au cours des cycles précédents

L'historique des relevés journaliers lors de plusieurs campagnes montre que les 3 GV de Bugey 3 présentent des niveaux de fuite en fonctionnement stabilisé qui sont sans évolution significative au cours des derniers cycles.

Bugey 3 : 1997/2009	GV n°1	GV n°2	GV n°3
min	< 0,5	< 0,5	< 0,5
max	2,3	0,8	2,5
moyenne	1,02	0,51	1,16
Écart type	0,57	0,11	0,67
Valeur 2009	1,1	0,4	0,6

Tableau 28: Statistique comparative des débits de fuite en service (l/h) mesurés en fin de cycle sur les GV de Bugey 3 entre 1997 et 2009

Les valeurs de débits de fuite de 2009 restent dans la fourchette des variations constatées depuis 1997 et sont proches des valeurs moyennes, bien que les contrôles aient mis en évidence la présence de nombreux défauts traversants au droit des plaques entretoises lors du dernier cycle. Ces niveaux de fuite sont comparables aux autres GV en alliage 600 MA et 600 TT fissurés du parc.

Les résultats acquis par EDF grâce aux études sur boucles et aux développements de codes de calcul ont permis de montrer que les évolutions des fuites en service (hors développement des fissures) sont liées aux phénomènes d'évolution de la masse des oxydes métalliques (très majoritairement des oxydes de fer) présents dans les fissures. Ces oxydes proviennent de la déposition des éléments présents à l'état dissous dans le fluide primaire. Ces phénomènes de déposition sont liés aux limites de solubilité des espèces, elles même dépendantes des conditions physico-chimiques en entrée et en sortie de fissure. Ainsi, les paramètres essentiels régissant les phénomènes sont les températures primaires et secondaires, le pH, et le différentiel de pression. Par la suite, il a été démontré que les conditions globales favorisant la déposition (conduisant au bouchage des fissures) correspond à un optimum entre une température primaire élevée et une différence de limite de solubilité entre l'entrée et la sortie des fissures pour aboutir à la déposition. Ces conditions sont remplies lors de la prise de charge vers 70 % de la puissance nominale. En fonctionnement à 100% de la puissance nominale, le phénomène de déposition se poursuit. Inversement, le phénomène conduisant au débouchage des fissures est favorisé par la baisse de puissance.

A ce titre, EDF favorise la précipitation d'oxydes dans les microfissures lors des prises de charge au redémarrage des réacteurs pour diminuer le débit de fuite primaire/secondaire. Lors des transitoires de montée en puissance de Bugey 3, les débits de fuite ont pu atteindre la valeur instantanée de 5 l/h.

Campagne 24 du 16/02/2008 au 25/04/2009 :

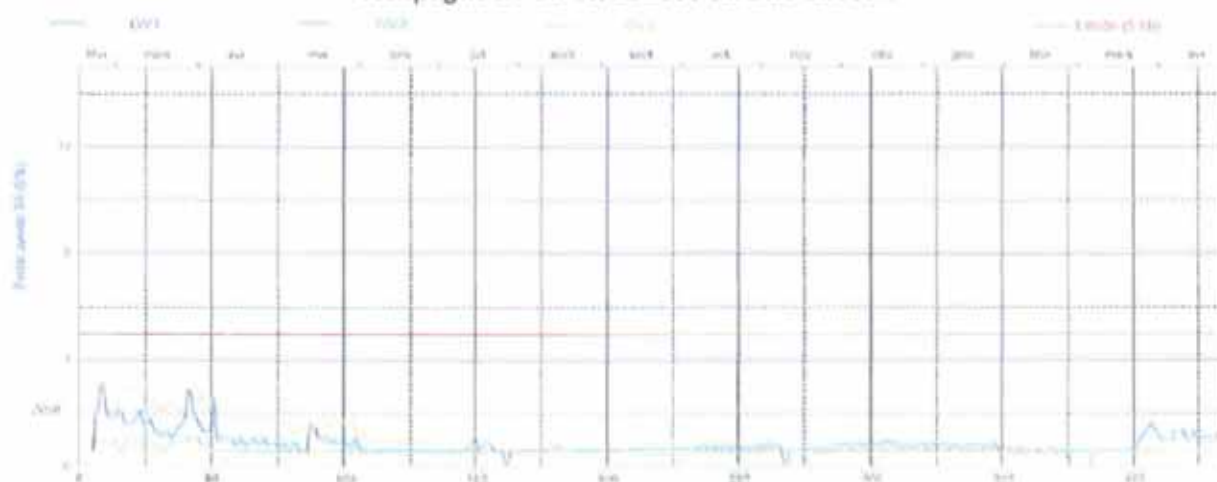
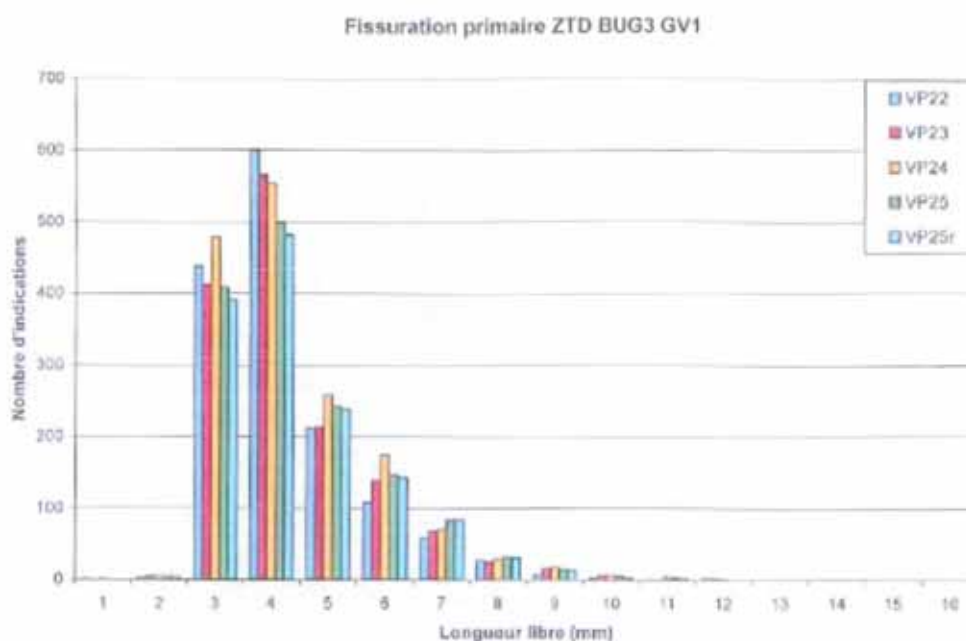


Figure 52: Suivi des fuites primaire/secondaire avec les chaînes azote 16 au cours du dernier cycle de fonctionnement, GV de Bugey 3

Pour EDF, les variations de débit notées lors des transitoires (prise de charge, variation de puissance, etc.) en début et en fin de cycle (cf. figure 52) sont représentatives des variations connues de débit au sein des fissures longitudinales.

A titre d'information, EDF obture les tubes présentant des fissures longitudinales en pied de tube d'une longueur supérieure à 7 mm afin de limiter les débits de fuite lors des épreuves hydrauliques. L'état des fissures longitudinales en pied de tube du GV n°1 de Bugey 3 est illustré en figure 53.



Nota : pour ce GV1 la VP 25r correspond à la situation du GV telle que proposée au redémarrage (après bouchage)

Figure 53: Histogramme des fissurations en zone de transition de dredgeonnage (ZTD, pied de tube) pour le GV n°1 de Bugey 3 depuis 2005

Le rapporteur remarque que la participation de l'IGA profonde et des fissures d'orientation circonférentielle dans les débits de fuite en service n'est pas connu, ces défauts ayant été mis en évidence pour la première fois sur le GV n°1 de Bugey 3.

6.3.2 Essais de mise en pression des tubes extraits sur le GV n°1 de Bugey 3

Comme pour les essais présentés dans la note [35] dont sont issues les figures 50 et 51, les essais de mise en pression réalisés sur les tronçons extraits du GV n°1 de Bugey 3 ne sont pas de réels essais d'éclatement, mais des essais de pression de début de fuite importante. Ce point est confirmé par les faciès des tubes après essais de mise en pression, illustré par le cliché du tronçon L21C25-E2 en figure 54.

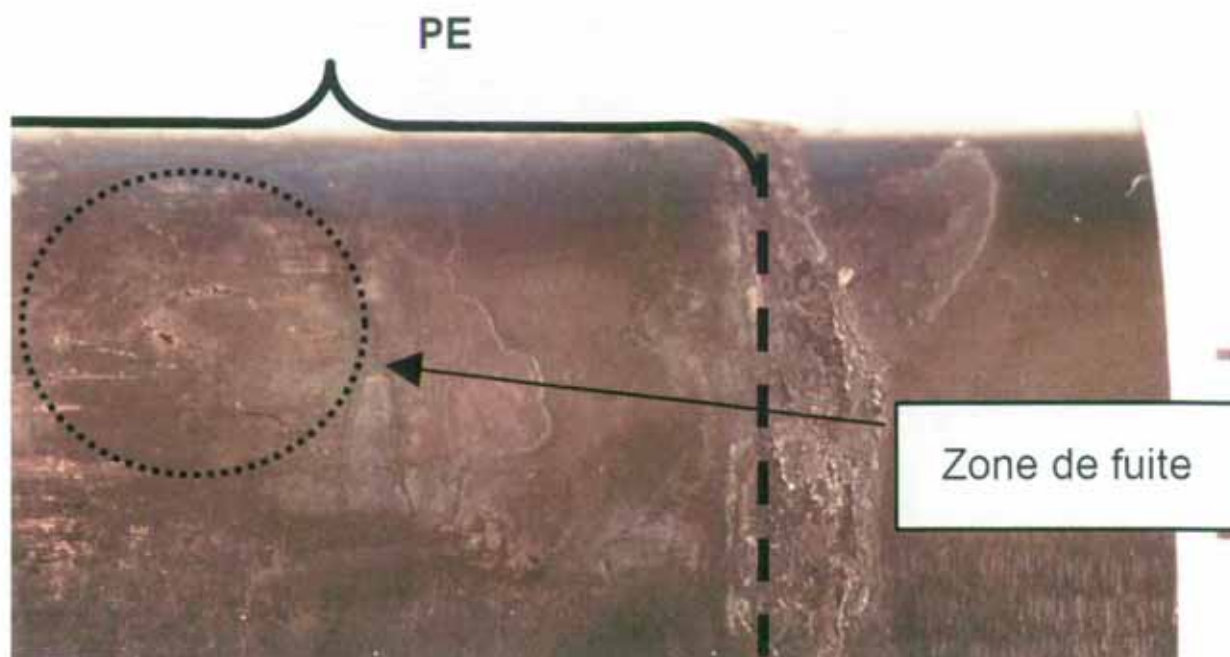


Figure 54: Cliché macroscopique de la zone de dégradation du tronçon L31C25-E2 après essai d'éclatement

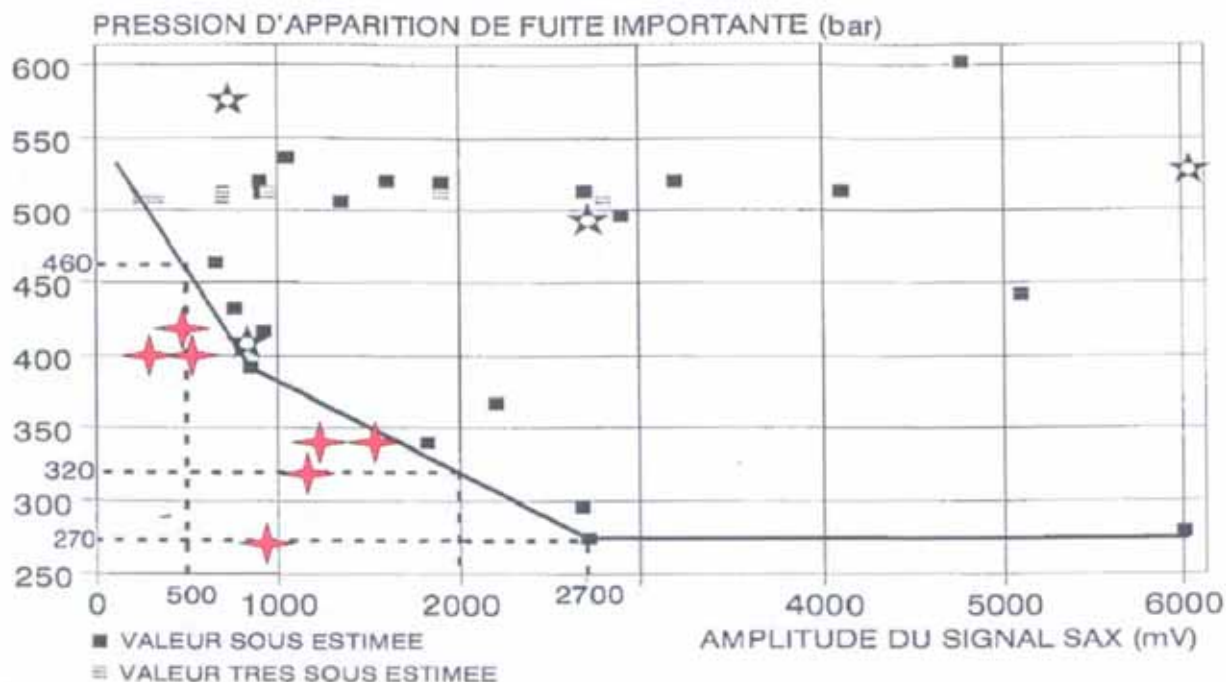
Cet essai est représentatif du risque de fuite avant ruine par instabilité plastique.

La section totale dégradée du tronçon L31C25-E2 est faible au regard des autres tronçons expertisés. C'est pourtant ce tube qui présente la pression de début de fuite la plus faible, 270 bars. EDF n'a pas mesuré le débit de fuite de ce tube après atteinte de la pression de début de fuite. Le signal de ce tube a été déclassé au sens de l'analyse STT/S10, ce qui signifie que s'il n'avait pas été extrait pour expertise, ce tube, comme 5 des 7 tubes extraits pour expertise, aurait été laissé en service.

Le résultat des essais de tenue à la pression des tubes extraits à Bugey 3 (tableau 21 page 42) fait apparaître que les pressions de début de fuite sont relativement faibles bien que supérieures à la pression maximale atteinte en 4^{ème} catégorie soit 172 bars, et en tout cas très inférieures aux pressions d'éclatement généralement observées sur des tubes présentant un endommagement circonférentiel (voir figure 46).

Les pressions de début de fuite des tubes extraits s'échelonnent de 270 bars (tronçon L31C25-E2, 21 ± 5 % de section totale dégradée, profondeur maximale de la dégradation de 1180 μm) à 420 bars (tronçon L28C47-E1, 17 ± 1 % de section totale dégradée, profondeur maximale de la dégradation de 400 μm).

La figure 55 situe les pressions de début de fuite relevées sur les tronçons extraits de Bugey 3 par rapport aux essais réalisés par EDF avant 1994, présentés au paragraphe 6.2.2. Dans ces essais, réalisés avec ou sans présence de plaque entretoise simulée, la pression d'apparition de fuite importante est définie comme la pression aboutissant à une fuite non compensable par les moyens d'essais [35]. Le rapporteur constate que les pressions de début de fuite relevées à Bugey 3 sont inférieures à la tendance globale pour les défauts de faible amplitude SAX, et en conclut que la situation des dégradations des tubes du GV n°1 de Bugey 3 n'est pas comparable aux défauts rencontrés et simulés jusqu'à aujourd'hui, car plus pénalisante en terme de pression d'apparition de débit de fuite important.



A titre indicatif, un défaut débouchant sur une section de $1,5 \text{ mm}^2$ sur un tube exempt de dépôts d'oxyde entraîne une fuite du primaire vers le secondaire d'un débit d'environ 500 l/h à la puissance nominale de fonctionnement.

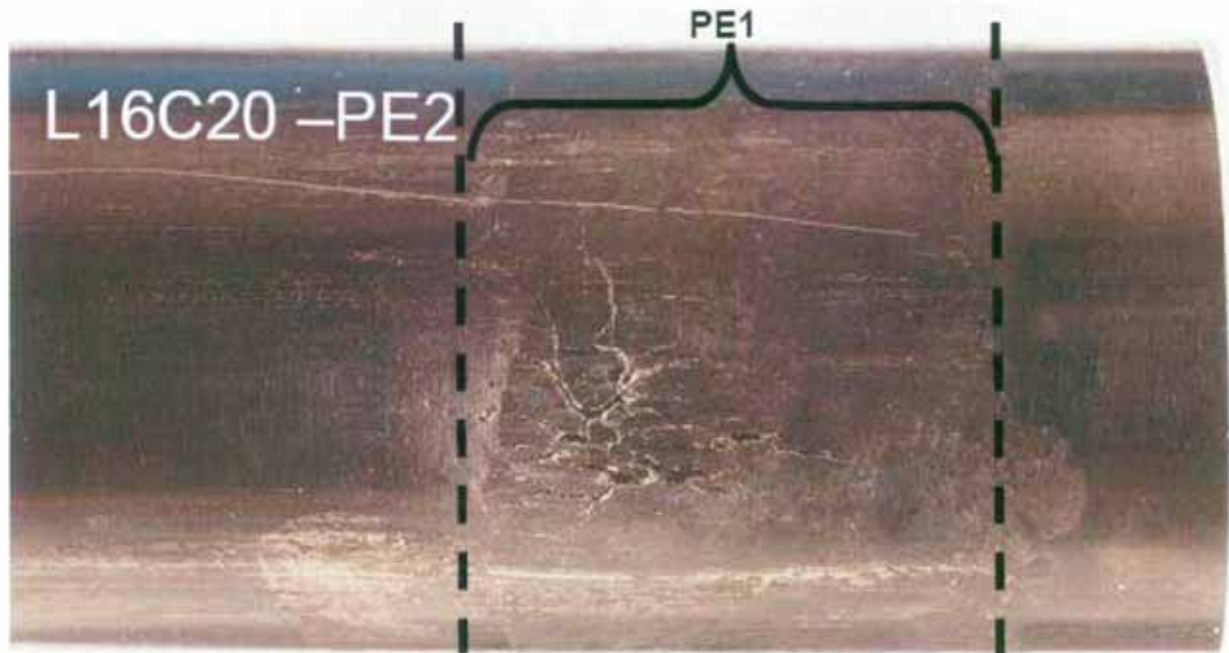


Figure 56: Cliché macroscopique de la zone "d'éclatement" du tronçon L16C20-E2 après essai de mise en pression

On notera également que les comportements du ligament et des oxydes comblant l'interstice tube/plaque en cas de fuite n'ont pas été étudiés. Ainsi l'évolution de la fuite avant une éventuelle rupture à laquelle elle pourrait conduire n'est pas connue.

Concernant les caractéristiques des dépôts d'oxydes dans l'interstice tube/plaque, des études et des observations [36] ont mis en évidence que la nature chimique des éléments et la structure du dépôt peuvent être complexes, avec notamment une possible porosité des dépôts avec capillarités pouvant conduire à des chemins de fuite (cf. figure 57). Les caractéristiques mécaniques des dépôts n'ont pas été analysées, et la représentativité des essais réalisés depuis 1994 n'est pas démontrée.

Crevice Chemistry Concentrated and Complex

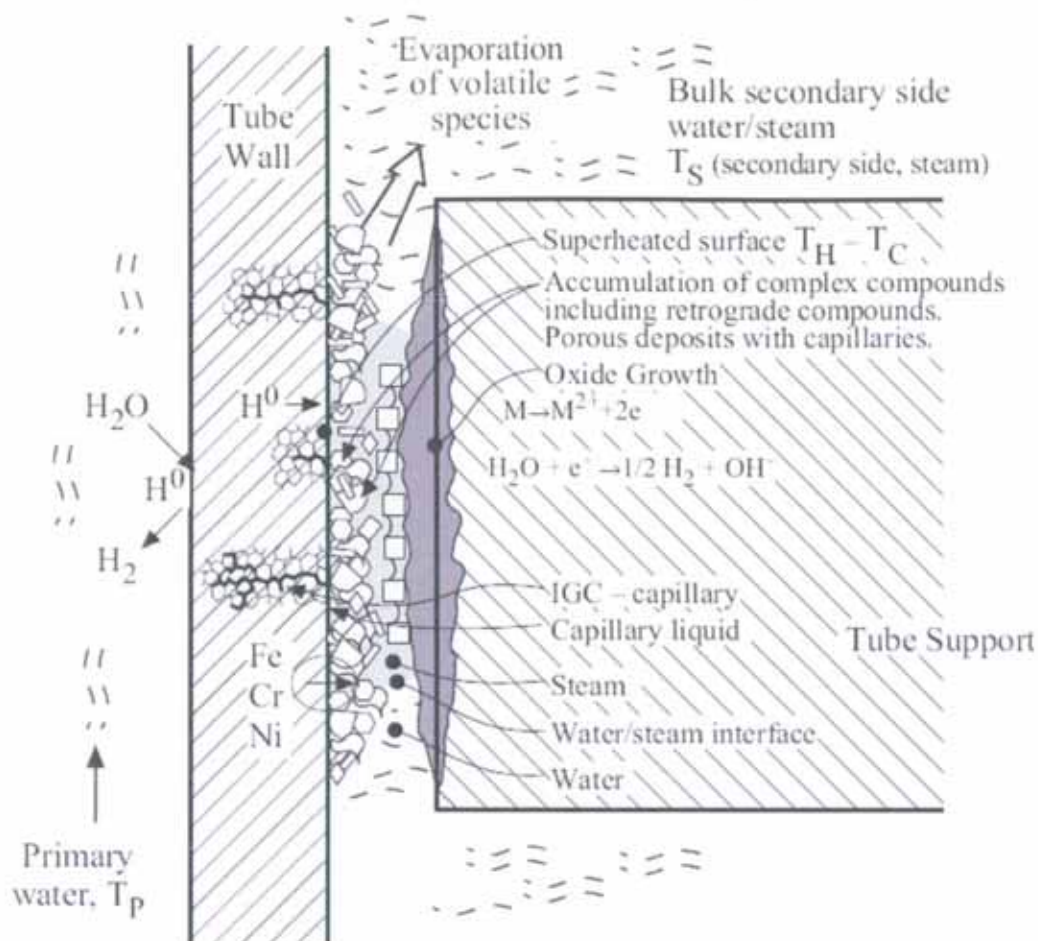


Figure 57: Structure complexe des dépôts au droit des plaques entretoises (Stabele 2006)

6.4 Synthèse

La contribution des dégradations au droit des plaques entretoises de Bugey 3 au débit de fuite en fonctionnement au cours des cycles précédents n'est pas évaluée, mais ne se distingue pas des fuites imputables aux fissures d'orientation longitudinale en pied de tube.

Les tubes de Bugey 3 sont considérés encastés dans les plaques entretoises par des dépôts d'oxydes, bien que ce phénomène ne puisse être démontré à ce jour pour tous les interstices tube / plaque entretoise.

De manière générale, EDF assimile les défauts traversants laissés en service à Bugey 3 à des fissures d'orientations longitudinales, alors que pour le rapporteur, la configuration des défauts et la présence d'IGA profonde doit être assimilée de façon conservative à des dégradations volumiques.

Les essais de pression de début de fuite importante au droit des plaques entretoises réalisés hors Bugey 3 ne sont pas nécessairement représentatifs de la configuration des dégradations observées à Bugey 3. En particulier, les résultats obtenus avec ces essais ne sont *a priori* pas enveloppe de la situation rencontrée à Bugey 3. De plus, les débits de fuites mesurés lors des essais sont limités par le débit des pompes de charge (de l'ordre de 30 l/h, contre plus de 20 m³/h en service).

Les essais de début de fuite sur tubes percés avec plaques entretoises et dépôts d'oxydes simulés antérieurs à Bugey 3 mettent en évidence la possibilité de fuites à 172 bars allant de quelques millilitres par heure à quelques dizaines de litres par heure, en fonction de la longueur du chemin de fuite dans les oxydes. Le rapporteur remarque que les défauts laissés en service dans le GV n°1 de Bugey 3 peuvent être encore plus pénalisants, d'une part par la section des défauts traversants laissés en service, et d'autre part par la longueur des chemins de fuite dans les oxydes, les dégradations étant étendues et excentrées par rapport au milieu des plaques entretoises.

Le comportement du ligament et des oxydes comblant l'interstice tube/plaque en cas de fuite avant rupture n'a par ailleurs pas été étudié.

7 Dossier et stratégie d'EDF

La stratégie d'EDF sur la corrosion secondaire au droit des tubes des GV de Bugey 3 au droit des plaques entretoises est définie dans le courrier [1], retranscrit ci-dessous, et a été complétée par le courrier [11] joint au dossier pour ce qui concerne le risque de fuite en fonctionnement :

“

Lors de l'arrêt en cours de Bugey 3, les premiers résultats des contrôles sur le GV1 et, en particulier, l'expertise du tube L12C32 ont mis en évidence des défauts nouveaux, à savoir des fissures circonférentielles de corrosion secondaire sur les tubes de ce générateur de vapeur au droit des plaques entretoises.

Suite à ce constat, nous avons engagé un important programme de caractérisation sur le GV1 [25].

Ce programme nous a conduit en particulier à procéder à :

- *des END au moyen d'une sonde multi-éléments (sonde X-Probe), largement utilisée à l'international et au moyen d'une sonde tournante (STT),*
- *des extractions pour expertise d'un nombre ciblé de tubes afin de consolider les résultats d'END.*

Par lettre en référence [26], nous vous avons présenté un premier bilan des résultats acquis au moyen des sondes SAX, S10, X-Probe et STT, la sélection des onze tubes retenus pour procéder à des expertises après extraction ainsi que le programme de contrôles complémentaires des faisceaux des GV2 et 3 au moyen d'une sonde qui combine STT et S10.

L'objectif de notre stratégie vise à ne laisser en service aucun tube qui présenterait 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 prévu en septembre 2010.

Les endommagements identifiés sont la corrosion intergranulaire généralisée (IGA profonde), la fissuration circonférentielle et leur combinaison.

Pour atteindre cet objectif, nous nous sommes assurés :

- *de l'exhaustivité et de la pertinence des contrôles permettant d'identifier ces types d'endommagements, en nous fondant sur les résultats d'expertise des tronçons extraits,*
- *de la robustesse de la définition des caractéristiques des défauts nocifs sur la base de la tenue mécanique et des résultats d'essais d'éclatement,*
- *de l'absence d'évolution en service conduisant à atteindre des défauts nocifs vis-à-vis du risque de RTGV.*

Cette démarche nous a ainsi conduit à définir des critères de bouchage et à retenir l'obturation des tubes concernés.

Il convient de noter que cette démarche est spécifique à la situation des faisceaux tubulaires des générateurs de vapeur de Bugey 3 pour lesquels le programme de base de maintenance n'est pas applicable. Elle ne saurait donc constituer une référence pour le futur PBMP révisé qui traitera les cas des autres tranches concernées par la corrosion secondaire au droit des plaques entretoises.

La composition du dossier justificatif vous a été présenté par lettre en référence [27], certains éléments de ce dossier vous ont été transmis au fur et à mesure [28], [29], [30], [31] et [32].

Les actions et analyses menées nous ont permis de nous assurer de la complétude des END vis-à-vis de l'identification de l'endommagement par IGA profonde [8] et par IGSCC [7] qui présenteraient une nocivité en fin de cycle [9]. Nous avons donc retenu, compte tenu des performances des moyens de contrôle, de procéder au bouchage de tous les tubes répondant aux critères suivant :

- 45 % d'IGA profonde mesurée en sonde S10,
- 50° à une profondeur de 40 % pour l'IGSCC mesuré en sonde STT.

Le nombre de tubes à obturer pour corrosion externe au droit des plaques entretoises est de 140 sur le GV1, 7 sur le GV2 et 1 sur le GV3, la liste détaillée est présentée en [10].

Le détail de la démarche est présentée dans la synthèse en pièce jointe [10]. Globalement il convient de noter que les GV2 et 3 sont beaucoup moins affectés que le GV1 et qu'ils ne font l'objet d'aucune indication circonférentielle.

Nous considérons donc 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. Au-delà de la période courte de fonctionnement, nous attirons votre attention sur le fait que l'ensemble de la démarche présente de nombreux conservatismes dont des cinétiques enveloppes pour chaque mode de dégradation et une obturation sur un critère de fissure circonférentielle bien en deçà du

”

défaut admissible.

EDF précise par ailleurs que « concernant la surveillance en service, nous considérons que le suivi des fuites en service avec la règle de fonctionnement à fuite faible et la DP203 indice 5 est adapté. »

En parallèle, EDF a transmis sa position concernant l'aptitude au fonctionnement de la tranche de Bugey 3 vis à vis des taux de bouchage autorisés. Ce point n'est pas abordé dans le cadre du présent rapport.

Sur la base des éléments précédents, EDF considère que le réacteur de Bugey 3 est apte à fonctionner jusqu'au remplacement des générateurs de vapeur prévu en septembre 2010.

8 Position du rapporteur

8.1 Connaissance du phénomène et retour d'expérience

Malgré une caractérisation approfondie des faisceaux tubulaires de Bugey 3 ayant conduit à l'expertise de tubes extraits ainsi qu'à de nombreux examens non destructifs, les éléments actuellement disponibles ne permettent pas de fournir une explication incontestable de l'apparition de fissures circonférentielles sur le GV 1 de Bugey 3. EDF a toutefois rapproché ces endommagements des connaissances antérieures des modes de dégradation au droit des plaques entretoises et proposé un jeu d'hypothèses permettant d'expliquer l'apparition de fissures d'orientation circonférentielle:

- prédominance locale des contraintes longitudinales sur les contraintes circonférentielles en raison, notamment, des contraintes résiduelles de fabrication du tube,
- abaissement du seuil de contrainte de l'IGSCC avec le temps permettant l'apparition d'IGSCC circonférentielle,
- pollution avec du plomb rendant plus probable l'apparition de fissures d'orientation circonférentielle, car abaissant encore le seuil de l'IGSCC.

De manière générale, plusieurs facteurs liés au matériau (Inconel 600 MA), au conditionnement du fluide secondaire, à l'état de contrainte dans les tubes ou à d'éventuelles pollutions sont susceptibles d'être à l'origine ou de contribuer à l'endommagement du faisceau tubulaire du GV n°1 de Bugey 3. EDF a par ailleurs jugé que, bien qu'étant intéressante, la question de la compréhension des mécanismes d'apparition des fissures n'était pas prédominante vis-à-vis de l'aptitude au fonctionnement des GV de Bugey 3 au cours du prochain cycle, qui s'appuie sur la garantie d'obturation des tubes présentant des défauts dont les caractéristiques dépassent les défauts maximum tolérables.

Recommandation n°1

Le rapporteur considère qu'EDF doit poursuivre ses investigations concernant la corrosion externe au droit des PE en vue notamment de comprendre les mécanismes ayant conduit à l'état d'endommagement observé sur le GV n°1 de Bugey 3.

Engagement EDF n°1:

Le rapporteur note l'engagement d'EDF de procéder à l'expertise des tubes extraits sur le GV 1 de Bugey 3 dans le but de comprendre les phénomènes en jeu et dont l'examen n'a pas été réalisé à ce jour.

Le rapporteur constate par ailleurs qu'EDF n'a pas fait évoluer ses procédés de contrôles non destructifs au cours des dernières années, jugeant en particulier que « 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 » et considérant par ailleurs que « la veille technologique menée par EDF auprès des principaux fournisseurs de sondes multiéléments CT 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 ».

Concernant la détection d'éventuelles fissures circonférentielles au droit des plaques entretoises, EDF considérerait qu'étant donné l'absence de retour d'expérience concernant ce type de dégradations, il n'était « 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. »

Observation n°1

Le rapporteur constate que les analyses sur la suffisance des moyens de contrôle disponibles sont remises en cause par les observations faites sur les GV de Bugey 3. Une revue interne portant sur les GV est en cours de réalisation par EDF et les moyens d'END mis en œuvre sur les GV seront l'un des thèmes abordés. L'ASN s'assurera que les aspects relatifs aux procédés de contrôle et aux programmes de maintenance seront pris en compte. Les recommandations et observations de l'IRSN [12] sur ce thème seront examinées par l'ASN dans le cadre de son instruction des conclusions de la revue interne d'EDF, dont les résultats sont attendus en juin 2010.

8.2 Moyens de contrôle et expertises mis en œuvre à Bugey 3

Le rapporteur souligne l'important travail d'EDF sur les programmes de contrôles et d'expertises mis en œuvre pour caractériser au mieux l'état des faisceaux tubulaires de Bugey 3. Le rapporteur observe que le volume du programme d'expertises d'EDF est adapté à l'enjeu résultant de la situation inattendue et très dégradée du faisceau tubulaire du GV n°1 de Bugey 3, comportant de nombreuses fissures circonférentielles et des taches de corrosion profonde que les dispositions prévues par le PBMP n'ont pas permis de détecter ou de caractériser correctement.

Complétude du programme d'expertise :

Le contrôle à 100% des zones sous plaques entretoises³³ par une sonde multiéléments dénommée X-Probe a permis, en complément les contrôles mis en œuvre au titre du PBMP, de définir le programme d'expertise par sonde tournante (procédé S10/STT). L'analyse du contrôle par le procédé X-Probe par deux équipes d'analyse indépendantes, avec notation de toutes les indications dépassant le bruit de fond (soit plus de 10 000 indications) est conforme aux recommandations de l'EPRI.

Le rapporteur considère qu'EDF s'est appuyé sur des procédés de contrôle dont il a une bonne connaissance (procédés S10 et STT) pour définir un programme de contrôle cohérent avec les critères de bouchage qu'il a définis.

La pertinence de l'adaptation des procédés de contrôle à l'état d'endommagement des tubes des GV de Bugey 3 a été vérifiée par EDF qui a réalisé l'expertise de 7 tronçons de tubes extraits auxquels se rajoute l'expertise du tronçon L12C32-E1 rompu. Le rapporteur considère que ces examens 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.

Le rapporteur observe également que les faisceaux tubulaires des GV n°2 et 3 sont moins endommagés que celui du GV n°1 et qu'une pollution de ce dernier par du plomb pourrait expliquer cette différence.

Observation n°2

Le rapporteur considère que le programme de contrôles et d'expertises réalisé lors de l'arrêt 2009-2010 de Bugey 3 permet à EDF :

- 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 en corrélant les résultats obtenus à la taille de défauts réels.

³³ A l'exception des zones sous plaque entretoise supérieure de tubes de rang 1 et 2 (petits cintres).

EDF a défini un programme de contrôle S10 sur plusieurs critères:

- signal SAX d'amplitude supérieure à 0,8V,
- signal X-Probe d'amplitude supérieure à 5V et d'extension angulaire supérieure à 60°,
- signal X-Probe d'amplitude supérieure à 10V,
- signal X-Probe d'indication circonférentielle.

EDF a par ailleurs défini des critères de bouchage dont un est basé sur l'évaluation de la section dégradée du tube, mesurée à partir des signaux S10. Dans l'objectif de mettre hors service tout tube présentant un risque de rupture en service, EDF a fixé le seuil de bouchage associé à ce critère à 40mm², soit 45% de section dégradée.

Observation n°3

Le rapporteur note qu'EDF n'a jugé de l'exhaustivité de son programme de contrôle que vis-à-vis du critère de bouchage défini ci-avant. Ainsi, l'indicateur de section dégradée n'est disponible que pour les tubes ayant fait l'objet d'un contrôle S10, ce contrôle n'étant pas réalisé sur 100% des tubes. Le rapporteur considère donc que l'exhaustivité du programme de contrôle telle que justifiée par EDF n'est pas garantie si un critère de bouchage plus sévère s'avère nécessaire.

8.3 Phénoménologie et cinétiques des dégradations du GV n°1 de Bugey 3

Ainsi que le constate EDF pour chaque tronçon de tube expertisé, l'endommagement des tubes du GV n°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 des orientations principalement longitudinales mais aussi circonférentielles dans quelques dizaines de cas,
- une corrosion pouvant localement être traversante.

EDF s'est appuyé sur le retour d'expérience en pied de tube pour obtenir des éléments relatifs à la cinétique de propagation des fissures circonférentielles, considérant que plusieurs des paramètres principaux sont enveloppes dans cette zone:

- température plus chaude,
- niveau d'écrouissage important,
- niveau des contraintes supérieur par rapport à un interstice bouché comme c'est le cas, selon EDF, au droit des plaques entretoises.

Les milieux chimiques en pied de tube et au droit des plaques entretoises sont comparables mais non connus précisément.

Le rapporteur note toutefois que le type d'endommagement rencontré 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 précaution notamment en termes de cinétique du phénomène de corrosion.

De plus, les études antérieures n'avaient pas envisagé l'apparition d'un tel endommagement et le programme d'expertises sur les tubes extraits à Bugey 3 ne permet pas de conclure sur les mécanismes qui ont conduit aux dégradations observées.

Les valeurs de cinétiques d'évolution proposées par EDF pour la dégradation d'IGA ne peuvent pas être confirmées par le retour d'expérience, le GV n°1 de Bugey 3 étant le premier sur lequel ce type d'endommagement complexe est mis en évidence. EDF estime que les cinétiques liées à cet endommagement sont inférieures à celles issues d'un endommagement simple mais le rapporteur considère que cette hypothèse ne peut être considérée comme validée au vu de l'absence de retour d'expérience sur plusieurs cycles et d'observation de la progression de ce mécanisme, découvert en 2009.

Le rapporteur rappelle également que les cinétiques à prendre en compte doivent être enveloppe des cas rencontrés sur le parc en exploitation et constate que les valeurs proposées par EDF ne couvrent pas le cas de St Laurent B1 pour lequel une extrapolation linéaire conduit à une valeur de $104\mu\text{m}/\text{cycle}$ de 8000h. Le rapporteur considère par ailleurs que le caractère enveloppe de l'analyse des cinétiques maximales sur un cycle présentée par EDF et basée sur des observations moyennées sur plusieurs années est discutable puisqu'elle postule une évolution linéaire de la profondeur d'IGA avec le temps.

Le rapporteur note par ailleurs que l'effet du polluant plomb détecté dans les oxydes présents dans les fissures n'est pas précisément quantifié par EDF.

Recommandation n°2

Le rapporteur constate que les cinétique d'IGA présentées par EDF ne sont pas enveloppe de l'ensemble des cas rencontrés sur le parc en exploitation. Considérant qu'une telle évolution ne peut être exclue au cours du prochain cycle sur les GV de Bugey 3, le rapporteur juge qu'EDF doit utiliser a minima la valeur retenue par l'IRSN de $120\mu\text{m}/\text{cycle}$.

Observation n°4

Le rapporteur considère que le phénomène de denting, dont la cinétique est très rapide, peut être exclu dans le cas des GV de Bugey 3 et note que la valeur proposée par EDF et reprise par l'IRSN de 140° traversant/an pour l'IGSCC d'orientation circonférentielle est une estimation acceptable permettant d'effectuer les calculs présentés dans le présent rapport en vue d'évaluer l'évolution de l'endommagement au cours du prochain cycle.

Toutefois, le rapporteur note que l'absence de retour d'expérience sur ce type d'endommagement particulièrement complexe composé d'IGA, d'IGSCC d'orientation longitudinale et d'IGSCC d'orientation circonférentielle ne permet pas de conclure avec certitude au caractère enveloppe des cinétiques. L'interaction entre les deux phénomènes demeure quant à elle mal connue.

8.4 Défauts critiques pouvant entraîner la ruine des tubes

Le rapporteur partage l'analyse d'EDF sur les modes de ruine pris en compte et considère que la définition d'un seuil de bouchage par détermination d'un défaut critique et prise en compte de la cinétique d'évolution au cours d'un cycle de fonctionnement est de nature à apporter des éléments concernant l'absence de risque significatif de RTGV par instabilité plastique du ligament sous traction axiale au cours du prochain cycle.

Le rapporteur rappelle toutefois la décision de la Section Permanente Nucléaire (SPN) de la Commission Centrale des Appareils à Pression (CCAP): séance du 5 décembre 2007 relative à l'application de l'article 13 de l'arrêté d'exploitation des REP du 10 novembre 1999 aux tubes de générateur de vapeur. Cet avis [33] est joint au dossier.

“

La SPN rappelle que l'article 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999 vise en particulier à ce qu'il soit démontré que les dégradations et défauts qui ne seraient pas éliminés ne présentent pas de risque vis-à-vis soit de l'intégrité, soit des fonctions de sûreté de l'appareil.

La SPN observe que les pratiques actuelles de l'exploitant vis-à-vis du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur, qui consistent à établir une stratégie de maintenance réactive fondée sur le retour d'expérience et la gestion des défauts au cas par cas, permettent de répondre à cet objectif.

La SPN considère que le texte proposé par l'ASN permet de maintenir dans la réglementation une prescription relative au cas particulier du générateur de vapeur, tout en s'appuyant sur les pratiques actuelles.

La SPN estime que cette modification pourra s'appliquer de manière pérenne pour les futures révisions des programmes de base de maintenance préventive applicables au faisceau tubulaire des générateurs de vapeur.

Dès lors, la SPN considère que les prescriptions particulières présentées par l'ASN, dans leur formulation annexée au présent avis, sont pertinentes pour l'application de l'arrêté du 10 novembre 1999.

En revanche, la SPN souligne que ces nouvelles prescriptions ne valent pas accord a priori pour les propositions antérieures d'EDF en matière de suivi en service des générateurs de vapeur. Ces propositions devront être examinées par l'ASN dans le cadre de l'instruction des programmes de maintenance des générateurs de vapeur.

[...]

I. – Un défaut situé hors du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur ne peut être laissé en service que s'il ne présente pas de risque d'instabilité dans les situations de deuxième, troisième et quatrième catégories, ni de risque d'amorçage à la déchirure en situation de deuxième et troisième catégories. Les chargements à considérer vis-à-vis du dommage à éviter sont multipliés pour l'analyse par les coefficients minimaux suivants :

	<i>Amorçage</i>	<i>Instabilité</i>
<i>2^{ème} catégorie</i>	<i>1,3</i>	<i>2</i>
<i>3^{ème} catégorie</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>
<i>4^{ème} catégorie</i>	<i>-</i>	<i>1,2</i>

Pour l'analyse de ces risques, l'exploitant prend en compte la propagation des défauts pendant la période considérée, en particulier celle éventuellement induite par les sollicitations correspondant aux situations de deuxième catégorie.

II – Un défaut rencontré sur le faisceau tubulaire d'un générateur de vapeur ne peut être laissé en service que s'il ne présente pas de risque vis-à-vis soit de l'intégrité, soit des fonctions de sûreté de l'appareil. L'exploitant en apporte les justifications appropriées.

Il tient compte de ces justifications et des risques qu'elles prennent en compte pour établir les programmes définis aux d, e et f du II de l'article 4.

Il met à jour ces programmes de façon spécifique et adaptée aux dégradations observées sur les faisceaux tubulaires des générateurs de vapeur, en tenant compte du retour d'expérience.

”

Pour ce qui concerne le risque vis-à-vis de l'intégrité du tube, le rapporteur considère que le point II de l'avis de la SPN retranscrit ci-dessus s'applique, et qu'en conséquence EDF doit mettre à jour son programme de maintenance de façon spécifique et adaptée aux dégradations observées sur le faisceau tubulaire du GV n°1 en tenant compte du retour d'expérience.

Le rapporteur considère également que l'apparition des dégradations de type IGA profonde et IGSCC circonférentielle au droit des plaques entretoises est un fait nouveau, et que le retour d'expérience de ces dégradations se limite aux examens END et aux expertises sur tubes extraits détaillés dans le présent rapport. Ce retour d'expérience ne permet pas de conclure sur l'aspect phénoménologique de ces dégradations, cet endommagement n'étant pas anticipé; les moyens d'END nécessaires à sa caractérisation ont été mis en œuvre de manière réactive et non pas anticipative, sans qualification des procédés, et les positions d'EDF et de l'IRSN divergent sur les cinétiques d'évolution. Contrairement aux défauts pris initialement en compte dans les PBMP qui étaient l'objet de la modification de l'article 13 de l'arrêté du 10/11/99 présenté ci-dessus, EDF ne bénéficie pas d'un retour d'expérience important sur tubes extraits, comportant ce type de dégradations multiples.

De plus, l'IRSN a mis en évidence plusieurs sources de non conservatismes dans l'approche retenue par EDF:

- prise en compte du seul chargement de pression interne,
- absence de prise en compte des effets locaux,
- absence de prise en compte d'éventuels moments de flexion induits dus à un encastrement qui ne serait pas parfait dans les plaques entretoises,

EDF a toutefois déterminé un seuil de bouchage à partir d'un calcul effectué pour un cycle d'un an alors que le dossier ne porte que sur le redémarrage du réacteur pour une durée inférieure à 6 mois. Cette source de conservatisme est toutefois à nuancer au vu de la recommandation n°2 concernant les valeurs de cinétique à considérer dans les calculs. Le rapporteur note également que des conservatismes sont présents dans la démonstration mais sans que leur impact ne soit quantifié.

Recommandation n° 3

Le rapporteur constate qu'EDF n'a pas apporté la démonstration du caractère enveloppe du calcul effectué, en particulier concernant les non-conservatismes relevés par l'IRSN, et note qu'aucun essai de résistance à la pression sur des défauts de complexité enveloppe de ceux observés à Bugey 3 n'a été réalisé, aucun tube présentant une section dégradée supérieure à 30 ± 5 % n'ayant été expertisé. Le rapporteur constate également qu'EDF n'a pas utilisé de coefficients de sécurité.

En conséquence le rapporteur considère que la démonstration telle que présentée par EDF ne permet pas de garantir que le défaut critique ainsi déterminé ne présente pas de risque vis-à-vis soit de l'intégrité, soit des fonctions de sûreté de l'appareil et ne peut être considérée comme répondant aux objectifs de l'article 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999 appliqués aux tubes de générateurs de vapeur. Le rapporteur considère donc qu'EDF doit compléter les éléments fournis concernant la détermination d'un défaut critique pour un endommagement complexe comprenant une composante circonférentielle:

- en s'assurant du caractère enveloppe du calcul,
- en s'assurant de la représentativité du calcul pour des endommagements réels complexes, en procédant par exemple à des essais de résistance à la pression,
- en prenant en compte des coefficients de sécurité.

L'IRSN a procédé à des contre calculs concernant la détermination du défaut critique en prenant en compte:

- un cycle d'une durée de 6 mois,
- les cinétiques issues de la recommandation n°2,
- un coefficient de pénalisation correspondant à une multiplication par 2 de la pression maximale atteinte en cas d'occurrence d'un transitoire de 3ème catégorie (soit une démonstration de la résistance du tube à la pression de 330 bars).

Ces résultats conduisent l'IRSN à constater que le critère de bouchage proposé en terme de section dégradée du tube couvre le défaut critique déterminé par ce calcul.

Observation n°5

Sur la base des calculs effectués par l'IRSN, le rapporteur considère que le critère de bouchage proposé par EDF, permet de s'assurer, pour un cycle d'une durée maximale de 6 mois, de l'absence de risque significatif de RTGV par instabilité du ligament restant sous traction axiale.

8.5 Risque de fuite en fonctionnement

8.5.1 Risque de fuite sur le GV n°1 de Bugey 3

Le débit de fuite observé en fonctionnement normal sur le GV n°1 de Bugey 3 au cours du dernier cycle a été en moyenne de 1,1 l/h mais le rapporteur note que la valeur a pu atteindre, peu avant l'arrêt du réacteur, la valeur instantanée de 5 l/h lors de transitoires de montée en puissance. Ainsi, le colmatage des défauts traversants par des oxydes peut conduire à ne pas détecter en fonctionnement normal des fuites dont le débit peut augmenter de façon significative lors de transitoires, même peu sévères. Le rapporteur note que des tubes ont été obturés depuis la mesure de ce débit de fuite mais ils l'ont été au titre de la fatigue vibratoire ou au titre du PBMP selon des critères qui ne sont pas directement en lien avec le débit de fuite. L'influence de ce bouchage sur le débit de fuite en fonctionnement est donc potentiellement faible et en tout état de cause indéterminée.

Observation n°6

Le rapporteur note le maintien en service de nombreux tubes présentant des défauts potentiellement traversants ou dont l'endommagement est tel qu'une évolution de la corrosion au cours du prochain cycle peut conduire à un endommagement traversant. 392 tubes présentent en effet des dégradations de profondeur supérieure à 800µm. A ce titre, le rapporteur rappelle que parmi les 7 tubes extraits, 5 auraient été maintenus en service d'après les critères de bouchage retenus.

Le rapporteur constate d'autre part qu'en cas de transitoire conduisant à une augmentation du différentiel de pression, le niveau de fuite pourrait considérablement augmenter. Il n'existe en effet aucun essai de tenue à la pression pour des tubes de Bugey 3 comportant plus de 30 ± 5 % de section dégradée, alors que les défauts potentiels en fin de cycle pourront conduire à une section dégradée de 60% (45 % pour le défaut admissible en début de cycle + 15 % de propagation d'IGA et d'IGSCC en fin de cycle). De plus, le rapporteur rappelle que la pression de début de fuite atteint seulement 270 bar pour un défaut présentant une section dégradée de 21 ± 5 %.

Le rapporteur considère donc qu'il existe un risque de fuite notable au niveau du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 au cours du prochain cycle de fonctionnement.

8.5.2 Situation du GV n°1 de Bugey 3 par rapport au parc en exploitation

La situation du GV n°1 de Bugey 3 par rapport aux autres GV du parc en exploitation est très particulière du fait du niveau d'endommagement observé. La présence d'IGA profonde et localement traversante est un phénomène qui n'a été que très rarement observé en exploitation. De par le nombre de tubes potentiellement concernés par un risque de fuite, suite à la présence d'un défaut d'IGA traversant ou occasionné par un transitoire conduisant à une montée en pression du circuit primaire, le rapporteur considère que le risque d'occurrence d'une fuite notable sur le GV n°1 de Bugey 3 n'est pas comparable à la situation des autres GV du parc en exploitation.

Le rapporteur constate également que les défauts potentiellement traversants observés sur les autres GV du parc sont dus à des fissures longitudinales, dont la stabilité et le comportement ont été étudiés. De plus, les fissures longitudinales, dont le caractère traversant est jugé probable à partir de 7 mm, sont considérées comme étant pour la plupart bouchées, conformément au PBMP, sur critère de signal $SAX > 2V$. La présence d'une fissure longitudinale traversante est en effet considérée comme augmentant fortement l'amplitude du signal SAX.

Le rapporteur considère que la morphologie complexe des dégradations observées à Bugey 3 ne permet pas de conclure sur une schématisation linéaire des défauts. Pour le rapporteur la présence de défauts volumiques doit être considérée, les limites des END en termes de caractérisation ne permettant pas d'assurer le caractère purement linéaire des défauts débouchants contrôlés.

Par ailleurs aucun essai n'a été réalisé pour faire le lien entre une pression de début de fuite et une pression d'éclatement pour des tubes atteints d'IGA profonde. On remarquera simplement que le tronçon L31C25-E2 a été repassé sur banc d'éclatement avec un clinquant après apparition de la fuite à 270 bars, et que le nouvel essai, correction du clinquant prise en compte, fait éclater le tube à 350 bars (avec prise en compte de l'effet du clinquant, soit un facteur de 0,85). La différence de pression entre la pression de début de fuite et la pression d'éclatement des tubes n'est pas quantifiée.

Le rapporteur souligne les incertitudes qui demeurent concernant le comportement d'une fuite dans le cas d'un tube présentant un endommagement volumique complexe. En particulier, le comportement d'un ligament qui peut être lui aussi affecté par l'IGA n'offre aucune garantie sur la faiblesse du débit d'une fuite éventuelle et sur son évolution.

Le rapporteur note que le colmatage des interstices tubes/plaque par des dépôts d'oxyde contribue à la diminution du débit de fuite mais considère que ce phénomène ne permet pas de garantir l'absence de fuite significative au cours du prochain cycle de fonctionnement. Les essais représentatifs de cette configuration, réalisés sur les tubes extraits du GV 27 de Dampierre 1 en 1994 conduisent à des débits de plusieurs dizaines de litres par heure pour une longueur de chemin de fuite dans le dépôt similaire à celle rencontrée dans le cas d'un défaut excentré par rapport au centre la plaque entretoise. Ces essais ont par ailleurs été réalisés avec des défauts de section inférieure à l'étendue des défauts volumiques profonds observés à Bugey 3. De plus la mesure de pression de début de fuite sur différents tubes montre que les dégradations rencontrées à Bugey 3 ne sont pas comparables à celles étudiées jusqu'ici et conduisent à des fuites pour des pressions significativement plus faibles, à profondeur d'endommagement équivalente.

Les débits de fuite relevés lors de l'atteinte de la pression de début de fuite sur les bancs d'éclatement, synthétisés dans le tableau 21, peuvent atteindre 20 litres par heure. Le rapporteur estime d'ailleurs que cette valeur est potentiellement sous-évaluée par rapport à une situation réelle, la capacité de la pompe du banc d'éclatement n'étant que de 25 litres par heure.

Observation n°7

Le rapporteur considère que le risque de fuite primaire/secondaire, tant du point de vue de la probabilité d'occurrence que du débit potentiel de la fuite rend la situation du GV n°1 de Bugey 3 plus sévère que celle des autres GV du parc en exploitation. Il a en effet été observé sur ce GV 460 indications S10 pouvant être associées à des défauts de profondeur allant de 800µm à 1270µm (défaut traversant). Par ailleurs, le comportement et l'évolution d'une fuite survenant en fonctionnement normal ou accidentel présentent de fortes incertitudes étant donné le caractère particulier de l'endommagement rencontré et ne permet pas d'exclure l'occurrence de fuites importantes.

Le rapporteur considère en particulier que la situation n'est comparable ni avec le cas des fuites en pied de tube qui font l'objet d'un retour d'expérience et de connaissances bien plus approfondies ni avec les dégradations observées sur les tubes extraits dans les années 1990.

8.5.3 Conséquences sur le redémarrage du réacteur Bugey 3

La démarche d'EDF pour le redémarrage de Bugey 3 est basée uniquement sur des dispositions permettant d'éviter un accident de RTGV. Au vu des éléments transmis à l'ASN, EDF n'a pas pris en compte le risque de fuite notable en fonctionnement, considérant qu'il ne représentait pas un enjeu de sûreté au cours du prochain cycle. EDF n'a pas défini de critère d'obturation conforme à la recommandation n°3 et n'a pas fourni d'indicateurs permettant d'évaluer le risque de fuite en fonction de la morphologie des défauts constatés sur les GV de Bugey 3.

EDF a par ailleurs justifié, au cours de l'instruction, le maintien en service de tubes présentant un risque de fuite par le recours aux règles de fonctionnement à fuites faibles (RFFF). 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 »*.

Observation n°8

Le rapporteur considère que l'application du PBMP doit apporter la garantie de l'intégrité des tubes en fonctionnement. La surveillance en service des fuites du circuit primaire vers le circuit secondaire est une disposition complémentaire permettant de surveiller le niveau d'étanchéité des tubes. Ainsi, le bouchage des tubes affectés par un endommagement vise à restaurer la première ligne de défense que représente l'intégrité de la seconde barrière de confinement, la RFFF constituant une seconde ligne de défense.

Recommandation n°4

Certaines fuites ont déjà été tolérées en fonctionnement, mais elles ne concernaient que des mécanismes particuliers et bien maîtrisés, en particulier en pied de tube. Considérant l'état particulier du GV n°1 de Bugey 3, le rapporteur considère qu'EDF ne doit pas se mettre *a priori* en situation de laisser en service des tubes comportant un risque de fuite notable, les lignes de défense que constituent l'intégrité du circuit primaire et la RFFF devant rester indépendantes. Par ailleurs, la présence d'oxydes limite les débits de fuite, ce qui pourrait nuire à la détection rapide d'une dégradation importante, et pourrait remettre en cause l'efficacité de la RFFF.

Le rapporteur considère donc qu'EDF doit boucher l'ensemble des tubes susceptibles de conduire à une perte notable de l'étanchéité du faisceau tubulaire.

Le rapporteur considère (voir paragraphe 7.5.1), que le critère de bouchage proposé par EDF ne permet pas de respecter la recommandation n°4. Le rapporteur note par ailleurs que:

- une diminution du critère de bouchage conduit à une forte augmentation du nombre de tubes à obturer qui n'est pas quantifiée précisément mais qui pourrait s'avérer rédhibitoire pour le redémarrage du réacteur. (voir figure 58) A titre de rappel, un bouchage de 69 tubes sur ce GV conduirait au dépassement du dossier de sûreté BTGV instruit par l'ASN dans le cas de Bugey 3.
- la remise en cause du critère de bouchage proposé remet également en question l'exhaustivité des contrôles puisque le critère de section dégradée n'est pas forcément déterminé pour l'ensemble des tubes susceptibles d'atteindre un seuil qui serait inférieur à 45%.

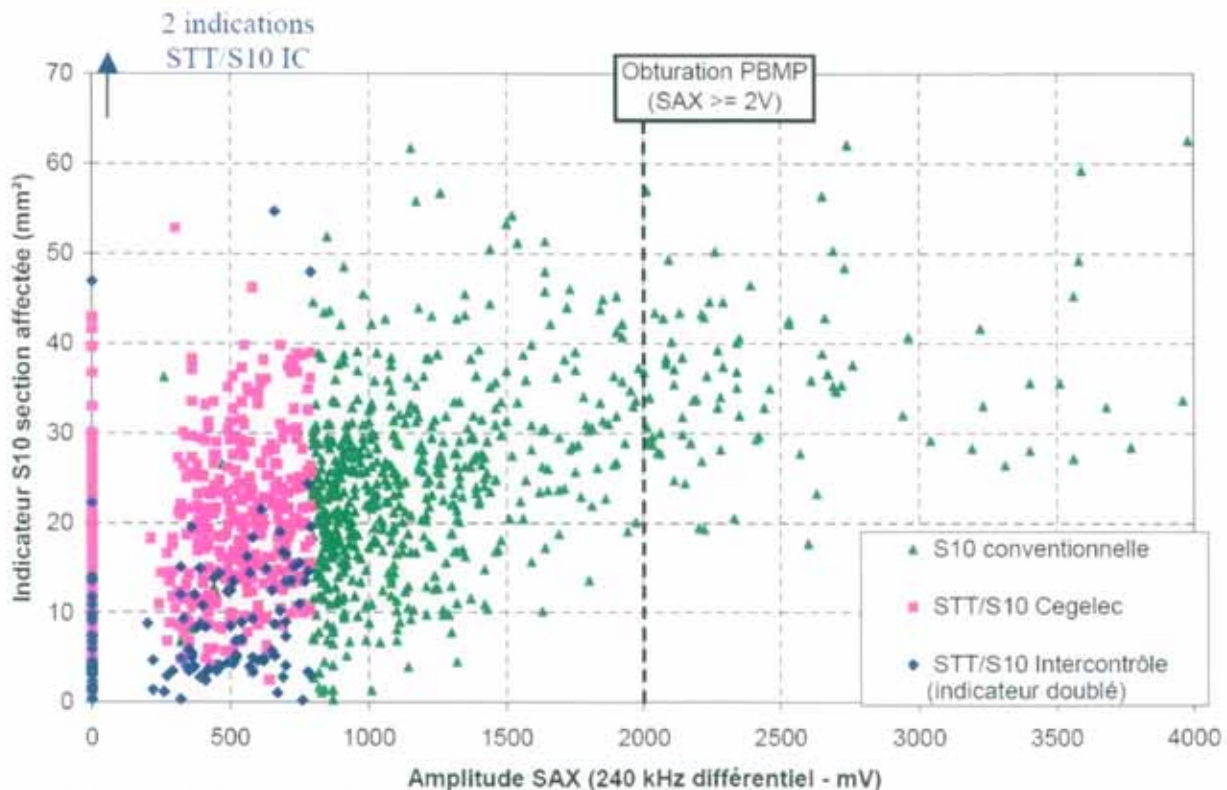


Figure 58: Indicateur de section S10 en fonction de l'amplitude SAX pour les 3 procédés utilisés sur le GV n°1 de Bugey 3. L'indicateur est amplifié d'un facteur 2 pour le procédé STT/S10 d'Intercontrôle.

8.6 Synthèse des recommandations et des observations du rapporteur

Recommandation n°1

Le rapporteur considère qu'EDF doit poursuivre ses investigations concernant la corrosion externe au droit des PE en vue notamment de comprendre les mécanismes ayant conduit à l'état d'endommagement observé sur le GV n°1 de Bugey 3.

Recommandation n°2

Le rapporteur constate que les cinétique d'IGA présentées par EDF ne sont pas enveloppe de l'ensemble des cas rencontrés sur le parc en exploitation. Considérant qu'une telle évolution ne peut être exclue au cours du prochain cycle sur les GV de Bugey 3, le rapporteur juge qu'EDF doit utiliser a minima la valeur retenue par l'IRSN de 120µm/cycle.

Recommandation n° 3

Le rapporteur constate qu'EDF n'a pas apporté la démonstration du caractère enveloppe du calcul effectué, en particulier concernant les non-conservatismes relevés par l'IRSN, et note qu'aucun essai de résistance à la pression sur des défauts de complexité enveloppe de ceux observés à Bugey 3 n'a été réalisé, aucun tube présentant une section dégradée supérieure à 30 ± 5 % n'ayant été expertisé. Le rapporteur constate également qu'EDF n'a pas utilisé de coefficients de sécurité.

En conséquence le rapporteur considère que la démonstration telle que présentée par EDF ne permet pas de garantir que le défaut critique ainsi déterminé ne présente pas de risque vis-à-vis soit de l'intégrité, soit des fonctions de sûreté de l'appareil et ne peut être considérée comme répondant aux objectifs de l'article 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999 appliqués aux tubes de générateurs de vapeur. Le rapporteur considère donc qu'EDF doit compléter les éléments fournis concernant la détermination d'un défaut critique pour un endommagement complexe comprenant une composante circonférentielle:

- en s'assurant du caractère enveloppe du calcul,
- en s'assurant de la représentativité du calcul pour des endommagements réels complexes, en procédant par exemple à des essais de résistance à la pression, en prenant en compte des coefficients de sécurité.

Recommandation n°4

Certaines fuites ont déjà été tolérées en fonctionnement, mais elles ne concernaient que des mécanismes particuliers et bien maîtrisés, en particulier en pied de tube. Considérant l'état particulier du GV n°1 de Bugey 3, le rapporteur considère qu'EDF ne doit pas se mettre a priori en situation de laisser en service des tubes comportant un risque de fuite notable, les lignes de défense que constituent l'intégrité du circuit primaire et la RFFF devant rester indépendantes. Par ailleurs, la présence d'oxydes limite les débits de fuite, ce qui pourrait nuire à la détection rapide d'une dégradation importante, et pourrait remettre en cause l'efficacité de la RFFF.

Le rapporteur considère donc qu'EDF doit boucher l'ensemble des tubes susceptibles de conduire à une perte notable de l'étanchéité du faisceau tubulaire.

Observation n°1

Le rapporteur constate que les analyses sur la suffisance des moyens de contrôle disponibles sont remises en cause par les observations faites sur les GV de Bugey 3. Une revue interne portant sur les GV est en cours de réalisation par EDF et les moyens d'END mis en œuvre sur les GV seront l'un des thèmes abordés. L'ASN s'assurera que les aspects relatifs aux procédés de contrôle et aux programmes de maintenance seront pris en compte. Les recommandations et observations de l'IRSN sur ce thème seront examinées par l'ASN dans le cadre de son instruction des conclusions de la revue interne d'EDF, dont les résultats sont attendus en juin 2010.

Observation n°2

Le rapporteur considère que le programme de contrôles et d'expertises réalisé lors de l'arrêt 2009-2010 de Bugey 3 permet à EDF :

- 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 en corrélant les résultats obtenus à la taille de défauts réels.

Observation n°3

Le rapporteur note qu'EDF n'a jugé de l'exhaustivité de son programme de contrôle que vis-à-vis du critère de bouchage défini ci-avant. Ainsi, l'indicateur de section dégradée n'est disponible que pour les tubes ayant fait l'objet d'un contrôle S10, ce contrôle n'étant pas réalisé sur 100% des tubes. Le rapporteur considère donc que l'exhaustivité du programme de contrôle telle que justifiée par EDF n'est pas garantie si un critère de bouchage plus sévère s'avère nécessaire.

Observation n°4

Le rapporteur considère que le phénomène de denting, dont la cinétique est très rapide, peut être exclu dans le cas des GV de Bugey 3 et note que la valeur proposée par EDF et reprise par l'IRSN de 140° traversant/an pour l'IGSCC d'orientation circonférentielle est une estimation acceptable permettant d'effectuer les calculs présentés dans le présent rapport en vue d'évaluer l'évolution de l'endommagement au cours du prochain cycle.

Toutefois, le rapporteur note que l'absence de retour d'expérience sur ce type d'endommagement particulièrement complexe composé d'IGA, d'IGSCC d'orientation longitudinale et d'IGSCC d'orientation circonférentielle ne permet pas de conclure avec certitude au caractère enveloppe des cinétiques. L'interaction entre les deux phénomènes demeure quant à elle mal connue.

Observation n°5

Sur la base des calculs effectués par l'IRSN, le rapporteur considère que le critère de bouchage proposé par EDF, permet de s'assurer, pour un cycle d'une durée maximale de 6 mois, de l'absence de risque significatif de RTGV par instabilité du ligament restant sous traction axiale.

Observation n°6

Le rapporteur note le maintien en service de nombreux tubes présentant des défauts potentiellement traversants ou dont l'endommagement est tel qu'une évolution de la corrosion au cours du prochain cycle peut conduire à un endommagement traversant. 392 tubes présentent en effet des dégradations de profondeur supérieure à 800µm. A ce titre, le rapporteur rappelle que parmi les 7 tubes extraits, 5 auraient été maintenus en service d'après les critères de bouchage retenus.

Le rapporteur constate d'autre part qu'en cas de transitoire conduisant à une augmentation du différentiel de pression, le niveau de fuite pourrait considérablement augmenter. Il n'existe en effet aucun essai de tenue à la pression pour des tubes de Bugey 3 comportant plus de 30 ± 5 % de section dégradée, alors que les défauts potentiels en fin de cycle pourront conduire à une section dégradée de 60% (45 % pour le défaut admissible en début de cycle + 15 % de propagation d'IGA et d'IGSCC en fin de cycle). De plus, le rapporteur rappelle que la pression de début de fuite atteint seulement 270 bar pour un défaut présentant une section dégradée de 21 ± 5 %.

Le rapporteur considère donc qu'il existe un risque de fuite notable au niveau du faisceau tubulaire des GV de Bugey 3 au cours du prochain cycle de fonctionnement.

Observation n°7

Le rapporteur considère que le risque de fuite primaire/secondaire, tant du point de vue de la probabilité d'occurrence que du débit potentiel de la fuite rend la situation du GV n°1 de Bugey 3 plus sévère que celle des autres GV du parc en exploitation. Il a en effet été observé sur ce GV 460 indications S10 pouvant être associées à des défauts de profondeur allant de $800 \mu\text{m}$ à $1270 \mu\text{m}$ (défaut traversant). Par ailleurs, le comportement et l'évolution d'une fuite survenant en fonctionnement normal ou accidentel présentent de fortes incertitudes étant donné le caractère particulier de l'endommagement rencontré et ne permet pas d'exclure l'occurrence de fuites importantes.

Le rapporteur considère en particulier que la situation n'est comparable ni avec le cas des fuites en pied de tube qui font l'objet d'un retour d'expérience et de connaissances bien plus approfondies ni avec les dégradations observées sur les tubes extraits dans les années 1990.

Observation n°8

Le rapporteur considère que l'application du PBMP doit apporter la garantie de l'intégrité des tubes en fonctionnement. La surveillance en service des fuites du circuit primaire vers le circuit secondaire est une disposition complémentaire permettant de surveiller le niveau d'étanchéité des tubes. Ainsi, le bouchage des tubes affectés par un endommagement vise à restaurer la première ligne de défense que représente l'intégrité de la seconde barrière de confinement, la RFFF constituant une seconde ligne de défense.

8.7 Synthèse des engagements de l'exploitant

Engagement EDF n°1:

Le rapporteur note l'engagement d'EDF de procéder à l'expertise des tubes extraits sur le GV 1 de Bugey 3 dans le but de comprendre les phénomènes en jeu et dont l'examen n'a pas été réalisé à ce jour.

9 Références

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 essais d'éclatement réalisés sur 7 tronçons de tubes et des examens fractographiques et micrographiques réalisés sur les tronçons des tubes L28C47 PE1, L24C49 PE1 et L16C20 PE2", Document EDF EDLMEM090785/A, 18 décembre 2009.
- [5] "Résultat des examens fractographiques et micrographiques réalisés sur les tronçons des tubes L34C57 PE1, L5C17 PE2, L23C40 PE1 et L31C25 PE2", Document EDF EDLMEM090854/A, 14 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 circonférentielles sous plaques entretoises", EDEECE090831 Indice B du 18 janvier 2010.
- [8] "Bilan END sur la détection d'IGA sous plaque entretoise", EDEECEI00I08 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", EDEDFMI00104 Indice A du 19 janvier 2010.

Risque de fuite en fonctionnement :

- [11] "Bugey 3 — Corrosion externe au niveau des plaques entretoises", lettre EDF D4550.01-10/1294 du 19 mars 2010.

Références IRSN

- [12] "Corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur", Avis DSR/2010-84, 5 mars 2010.
- [13] "Corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur", Avis DSR/2009-255, 31 juillet 2009.

Autres références

- [14]Fiche EDEDFM100I38/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.
- [15]Note EDF ENREEC090381 rév A du 19/11/2009
- [16]NRC Regulatory Guide 1.121 rev 1976.
- [17]Rapport technique EPRI 1009541 décembre 2004.
- [18]Document technique NUREG/CR-5016.
- [19] "Programme de base de maintenance préventive – Le faisceau tubulaire du générateur de vapeur – Palier 900 MWe", Document EDF D4002-42-57-GT 541 Indice 7, 28 mai 2003.
- [20]Arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principale et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression.
- [21]"Bilan synthétique des résultats des contrôles non destructifs du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur de Bugey 3 – VP 29/05", Document EDF EDIEDA 090916 Indice C, 28 janvier 2010.
- [22]"Doctrines de maintenance – Générateurs de vapeur des REP - Fissuration de l'Inconel 600 sous l'effet d'agents chimiques du côté secondaire", Document EDF D4550.32-07/2233, 14 décembre 2007.
- [23]"Modélisation de la corrosion secondaire des tubes de générateur de vapeur basée sur les essais soude – Deuxième partie : Développement, validation et application prédictive", Document EDF R&D HT-44/00/029/A, septembre 2004.
- [24]"GV de Saint Laurent B2 - Analyse des contraintes au droit des plaques entretoises - Détermination du défaut critique", Document EDF EEG/DC01637B, 6 mai 1991.
- [25]Lettre EDF D4550.01-09/3818 du 3 août 2009
- [26]Lettre EDF D4550.01-09/5264 du 13 novembre 2009
- [27]Lettre EDF D4550.01-09/6014 du 18 décembre 2009
- [28]Lettre EDF D4550.01-09/5264 du 13 novembre 2009
- [29]Lettre EDF D4550.01-09/3948 du 11 août 2009
- [30]Lettre EDF D4550.01-09/6135 du 29 décembre 2009
- [31]Lettre EDF D4550.01-10/0106 du 11 janvier 2010
- [32]Lettre EDF D4550.01-10/0172 du 14 janvier 2010
- [33]Avis de la Commission Centrale des Appareils à Pression, Section Permanente Nucléaire, séance du 5 décembre 2007
- [34]Présentation « Analyse mécanique des tubes GV », réunion ASN/EDF/IRSN du 8 juillet 2009
- [35]"Quelques apports des essais de débit de fuite et d'éclatement réalisés sur tubes extraits dans l'évaluation de la sûreté et la fiabilité d'exploitation du faisceau tubulaire", Document EDF D5716/CTT/RB94.6129 indice 0, 8 juillet 1994.
- [36]"Expertise du GV27 déposé de Dampierre 1 – Examen d'un bloc « PE1+tubes » prélevé avant nettoyage chimique", Document EDF D.5716/HBZ/RAS/RA95.6015 indice 0, 17 février 1995.

Les images présentées dans ce rapport sont extraites des documents d'EDF et de l'IRSN référencés ci-dessus.

Les valeurs des tableaux présentés dans le présent rapport proviennent des documents d'EDF et de l'IRSN référencés ci-dessus.

10 Pièces jointes au rapport

[5] "Résultat des examens fractographiques et micrographiques réalisés sur les tronçons des tubes L34C57 PE1, L5C17 PE2, L23C40 PE1 et L31C25 PE2", Document EDF EDLMEM090854/A, 14 janvier 2010.

[11] "Bugey 3 — Corrosion externe au niveau des plaques entretoises", lettre EDF D4550,01-10/1294 du 19 mars 2010.

[12] "Corrosion intergranulaire externe au droit des plaques entretoises des générateurs de vapeur", Avis DSR/2010-84, 5 mars 2010.

[33] Avis de la Commission Centrale des Appareils à Pression, Section Permanente Nucléaire, séance du 5 décembre 2007.