

FISSURES DANS DES CIRCUITS DE SAUVEGARDE DE REACTEURS DU PARC NUCLEAIRE D'EDF

UNE ANALYSE HISTORIQUE

***

Bernard Laponche, François Papezyk , Jean-Luc Thierry, Jean-Claude Zerbib

29 mai 2022

FISSURES DANS DES CIRCUITS DE SAUVEGARDE

DE REACTEURS DU PARC NUCLEAIRE D'EDF

UNE ANALYSE HISTORIQUE

Bernard Laponche, François Papezyk , Jean-Luc Thierry, Jean-Claude Zerbib

29 mai 2022

*

RESUME

L'information d'EDF à l'ASN, le 21 octobre 2021, de la détection de fissures sur un circuit de refroidissement de secours du réacteur n°1 de la centrale de Civaux, puis de l'arrêt des trois autres réacteurs de 1500 MW de puissance électrique nette (palier N4[1]) et du réacteur de Penly n°1 (1300 MW) pour le même motif, réduisant la capacité théorique du parc de 10% environ, suivis de la découverte des mêmes défauts sur un nombre important de réacteurs à l'occasion de leurs arrêts programmés, a plongé le monde des « observateurs » dans la sidération, la perte de production entraînée par cette décision étant la preuve même de la gravité de cette découverte.
La cause de cette série de décisions, approuvée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), serait la découverte, confirmée par des contrôles plus approfondis, après découpage des portions de tuyaux incriminés, de fissures sur les soudures des tuyaux de circuits de refroidissement : circuit d'injection de sécurité (RIS) et circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) du fait d'une « corrosion sous contrainte (CSC) ».

Le chapitre 1 de ce document présente les informations à notre disposition fin mai 2022, de la part d'EDF, de l'IRSN et de l'ASN, sur la découverte de ces fissures sur les circuits RIS et RRA d'un certain nombre de réacteurs.
Il apparaît tout d'abord que la « corrosion sous contrainte », citée à maintes reprises, est en fait un terme très vague qui peut s'appliquer à des phénomènes différents : « *la corrosion sous contrainte se caractérise par la fissuration d'un matériau… les contraintes sont liées aux opérations de fabrication et en particulier aux opérations de soudage…* ».
Le risque est sérieux : « *Si les défauts détectés sur les soudures évoluent, ils peuvent provoquer une brèche sur le circuit principal de refroidissement du réacteur. Le risque est donc de générer une situation d'accident nucléaire* ». Ce qui explique et justifie l'arrêt par EDF des quatre réacteurs de 1500 MW, dès la découverte du phénomène.
Le phénomène serait multifactoriel : mécanisme de dégradation qui fait intervenir simultanément le matériau et ses caractéristiques intrinsèques, les sollicitations mécaniques auxquelles il est soumis et la nature du fluide qui y circule. Plus récemment : le facteur dominant selon l'ASN serait la « *géométrie* » des circuits concernés et ensuite les soudages,

[1] Les documents émanant de l'IRSN et de l'ASN font systématiquement référence aux « réacteurs de 1450 MW » pour les réacteurs du palier N4, deux à Civaux et 2 à Chooz B. En réalité, la puissance électrique nette de ces réacteurs est de 1495 MW pour Civaux et 1500 MW pour Chooz B (source : CEA - Elecnuc).
Nous avons donc indiqué une puissance nette de 1500 MW pour ces 4 réacteurs dans l'ensemble de ce rapport.

tandis qu'EDF propose une nouvelle et troisième explication, la *stratification thermique*, comme origine principale des contraintes.
Ce sont les lettres de l'ASN à EDF le 1er février, 24 février et 11 avril 2022 qui, progressivement, montrent l'ampleur et l'extension du problème : concentration sur la question des soudages, contrôles sur les deux circuits de RIS et RRA sur tous les réacteurs et surtout « *la confirmation de présence de corrosion sous contrainte sur une soudure recontrôlée doit conduire EDF à réinterroger la situation des autres soudures du réacteur* ».
Enfin, on note, tant de la part de l'IRSN que de la part de l'ASN dans ses inspections, la préoccupation de la radioprotection des travailleurs intervenant sur les mesures de contrôle.
Tout cela, curieusement, sans aucune référence au passé, tant du point de vue de ce qui s'est passé à la fin des années 1990, que des nombreuses études et expérimentations que nous présentons dans les chapitres suivants.

Le chapitre 2, « historique », revient sur ce qui s'est passé en mai 1998 sur le réacteur 1 de la centrale de Civaux, de 1500 MW de puissance électrique nette (palier N4), peu de temps après son démarrage : une fuite importante d'eau s'est produite sur l'une des voies du circuit RRA, provoquée par une fissuration *traversante*. L'expertise du coude concerné a révélé une fissuration par *fatigue thermique*, due aux conditions de mélange défavorable entre le fluide froid et le fluide chaud. La même constatation a été faite sur les trois autres réacteurs du palier N4 mais d'autres fissures ont été constatées. Enfin, il apparaît que la situation de Civaux n° 1 était différente de celle des autres réacteurs N4, essentiellement du fait du procédé de soudure.
Alors que le phénomène n'était pas totalement élucidé (« *Les premières modélisations n'ont pas permis d'expliquer intégralement la localisation et l'ampleur des dégradations observées* ») la décision a été prise de remplacer des tronçons de RRA de tous les 58 réacteurs en fonctionnement, de 1998 à 2000, un bon nombre d'entre eux curieusement sans contrôle préalable.
On retient de cette expérience historique la complexité du problème : pour chaque palier, voire chaque réacteur, il faudrait connaître le dessin et l'alliage de la tuyauterie, le nombre de coudes et de soudures, la méthode de soudure et la géométrie de la tuyauterie concernée afin d'expliquer la nature et la ou les causes de la fissuration, avec en première ligne la question du soudage.
Se pose aujourd'hui la question de la comparaison entre la situation des fissures détectées en 2022 sur les circuits de sauvegarde des réacteurs à celle de 1998, tant sur les circuits concernés que sur l'emplacement des tronçons découpés dans les deux cas et remplacés en 1998-2000, comme sur la nature des fissures et les causes présumées de leur apparition.

Le chapitre 3 s'intéresse à ce qui s'est passé aux Etats-Unis en 1975 à la suite de la découverte de fissures dans des circuits de sauvegarde de réacteurs nucléaires.
Le 5 février 1975, s'est tenue une longue audition sur la question des fissures détectées sur un certain nombre de réacteurs, par le Comité de l'Energie Atomique du Congrès des Etats-Unis du président de l'Autorité de sûreté nucléaire (NRC : *Nuclear Regulatory Commission)* et de son équipe, autorité indépendante qui venait d'être créée un mois avant, ainsi que du représentant de l'association « *Union of Concerned Scientists* » d'experts critiques sur la sûreté des réacteurs électronucléaires.
Le rapport très complet et détaillé de ces auditions nous apprend que, à la suite de la découverte de fissures sur un circuit de sauvegarde d'un réacteur à uranium enrichi et eau bouillante (BWR), la NRC a ordonné l'arrêt des 27 réacteurs en fonctionnement de cette filière. Sur un certain nombre d'entre eux la présence de fissures a été confirmée et les tronçons de tuyauterie concernés ont été soit réparés, soit remplacés.

De nombreuses études ont été consacrées aux Etats-Unis sur la compréhension de ce phénomène. Mais, comme cela transparaissait déjà dans les échanges de 1975, sans résultat probant, sinon probablement sa nature multifactorielle, avec au premier rang la qualité des soudages ainsi que la géométrie des circuits concernés.
On est frappé de constater la similitude des interrogations et incertitudes manifestées en 1975 aux Etats-Unis et celles que nous pouvons constater en France en 2022.

Le chapitre 4 remonte dans le temps : il existe une littérature très nombreuse d'études, recherches et essais sur les phénomènes de fissuration constatés en 2021-2022 présentés au chapitre 1, sous le terme très général de corrosion sous contrainte (CSC).
Des avis et rapports de l'IRSN de 2020 rappellent les évènements de 1998 et le remplacement des zones de mélange des circuits RRA sur la totalité du parc des réacteurs d'EDF.
Toujours en 2020, un avis de l'IRSN signale la CSC sur des alliages à base de nickel.
La constatation de fissures sur Dampierre n°4 en 2012, des travaux du CEA en 2008 le rapport scientifique et technique de l'IRSN en 2005 sur « *la fatigue thermique des zones de mélange* », des articles d'EDF et de Framatome en 2000 et 2005, le rapport du CEA de 2004, le rapport d'information sur Bugey en 1983 et les articles de la Gazette Nucléaire du GSIEN en 1999 témoignent de l'existence de ce phénomène depuis longtemps et des efforts déployés, tant par les concepteurs que le constructeur, l'exploitant et l'organisme de recherche pour en fournir une explication satisfaisante.
On en retient le sentiment qu'aucune explication satisfaisante n'a été présentée, ce qui pourrait expliquer le silence sur cette longue liste d'évènements passés, de recherches et d'essais.
Ce qui est inquiétant est qu'il semble bien que l'on soit dans la même situation en 2022, ce qui pourrait remettre en cause la solution du découpage et du remplacement des morceaux de tuyauteries où une ou des fissures ont été détectées sans être assuré que cette opération, délicate et longue, soit la bonne solution, surtout si le dessin des tuyauteries concernées était la cause principale des fissures.

Le chapitre 5 présente nos recherches documentaires qui nous ont permis de « découvrir » deux autres explications possibles de la fissuration des tuyauteries, la fissuration par *liquation* et la fissuration par *solidification.*
En ce qui concerne la première, deux articles en anglais datant respectivement de 1980 et 1992 font état de la possibilité de *séparation* par échauffement d'un alliage de deux métaux de fusibilités différentes, définition de la liquation, qui se produirait dans la zone affectée soit par la chaleur dans le matériau de base, soit dans le métal de soudure déposé lors d'un passage ultérieur. Ce type de fissuration serait particulièrement répandu dans les alliages à forte teneur en nickel ainsi que dans les aciers inoxydables austénitiques.
D'autre part, la thèse de M. Giai Tran Van présentée en mai 2019 présente le phénomène de la fissuration à chaud par liquation et l'applique, notamment par la présentation d'essais expérimentaux et de modèles mathématiques, à l'importance de la teneur en *bore* pour l'acier austénitique 316L que l'on trouve justement dans les circuits RIS et RRA.
La fissuration à chaud en cours de solidification d'un acier inoxydable austénitique est présentée dans la thèse de M. Kerrouault, rapport CEA de mars 2001, qui paraît bien répondre à certaines de nos préoccupations et concerne le soudage. Plusieurs types de défauts peuvent se former lors d'une opération de soudage.

En conclusion, le plus étonnant dans cette « affaire des fissures » est le fait qu'aucun des trois grands protagonistes de cette crise, EDF-Framatome, ASN et IRSN n'ait informé qu'une situation semblable de fissures dans le circuit RRA s'était déjà produite en 1998, attribuées à

la *fatigue thermique* due aux conditions de mélange défavorable entre le fluide froid et le fluide chaud. Et que, en 1999, 2000 et 2001, les tronçons de RRA sur tous les 58 réacteurs du parc ont été découpés et remplacés.
A l'image de ce qui s'est produit il y a vingt ans, il est donc probable qu'en 2022, l'ensemble des 56 réacteurs en fonctionnement soit concerné, à des degrés divers y compris ceux du palier 900 MW, ceux des paliers 1500 MW et 1300 MW ayant été déjà révélé après contrôle, la présence de fissures attribuées à une corrosion sous contrainte.
Alors que l'IRSN ne fait en 2022 qu'une brève allusion aux « études et recherches » sur la question de l'origine de ces fissures par corrosion sous contrainte, on s'aperçoit que ce phénomène a fait l'objet de travaux de recherche très importants depuis longtemps, non seulement de l'IRSN, mais également du CEA, de Framatome et d'EDF et que de nombreuses publications scientifiques (articles et thèses) lui ont été consacrées, dès les années 1970.
On comprend par cette revue scientifique que le phénomène métallurgique conduisant aux fissures est *générique* et touche l'ensemble du parc et se reproduit sur les zones de soudure des coudes du circuit d'injection de sécurité (RIS) et du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA), et peut-être sur d'autres circuits.
Les essais expérimentaux et méthodes de calcul aboutissent, selon les auteurs, à différentes propositions d'explication du phénomène. L'impression qui s'en dégage, comme d'ailleurs dans les déclarations les plus récentes, est que l'on ne connaît pas très bien l'origine de ces fissures, sinon que la cause et très probablement *multifactorielle*, impliquant le matériau lui-même, les méthodes de soudure et la conception des circuits.
Alors que ces fissures sont présentées actuellement comme le résultat d'une corrosion sous contrainte, terme très général, il paraît indispensable d'étudier trois paramètres qui semblent déterminants : le dessin des circuits, la composition exacte de l'acier inoxydable 316 L ou autre, ainsi que l'alliage et le processus de soudage qui ont été évolutifs selon les paliers, voire les réacteurs concernés, questions qui ont été posées de façon précise à EDF-Framatome par l'ASN. C'est en lien avec ces questions que nous avons également présenté la fissuration par liquation et la fissuration à chaud en cours de solidification.
Il est trop tôt pour se prononcer car peu d'information est donnée sur le résultat des analyses réalisées sur les tronçons des tuyauteries de RIS et RRA qui ont été découpés dans ce but. Mais il n'est pas certain que le découpage et le remplacement du tronçon concerné soient suffisants au regard du nombre de coudes et de soudures que comportent les circuits RRA et RIS.
En tout état de cause, si la vulnérabilité des 900 MW était confirmée, la question de l'allongement de la durée de fonctionnement de ces réacteurs au-delà de 40 ans devrait être réexaminée. Il faudrait également examiner la possibilité que les réacteurs EPR de Flamanville, Olkiluoto et Taïshan, ainsi que ceux en construction à Hinkley Point, soient eux-mêmes concernés, dans la mesure où ils ont été conçus sur la base du palier N4 de 1500 MW.

CRACKS IN BACKUP CIRCUITS

OF REACTORS IN EDF'S NUCLEAR FLEET

A HISTORICAL ANALYSIS

*

Bernard Laponche, François Papezyk , Jean-Luc Thierry, Jean-Claude Zerbib

May 29, 2022

*

ABSTRACT

The information from EDF to the ASN, on October 21, 2021, of the detection of cracks in an emergency cooling circuit of reactor n°1 of the Civaux power plant, followed by the shutdown of the three other 1500 MW reactors (N4 level) and of the Penly 1 reactor (1300 MW) for the same reason, reducing the theoretical capacity of the fleet by about 10%, followed by the discovery of the same defects on a significant number of reactors during their scheduled shutdowns, has plunged the world of "observers" into stupefaction, the loss of production caused by this decision being the very proof of the seriousness of this discovery.
The cause of this series of decisions, approved by the French Nuclear Safety Authority (ASN), would be the confirmation by more thorough inspections, after cutting the incriminated pipe sections, of the discovery of cracks in the welds of the cooling circuit pipes: safety injection circuit (RIS) and shutdown cooling circuit (RRA) due to "stress corrosion cracking (SCC)".

Chapter 1 of this document presents the information available to us at the end of May 2022, from EDF, IRSN and ASN, on the "discovery" of these cracks in the RIS and RRA circuits of a number of reactors.
First of all, it appears that "stress corrosion", cited repeatedly, is in fact a very vague term that can be applied to different phenomena: "*stress corrosion is characterized by cracking of a material... the stresses are linked to manufacturing operations and in particular to welding operations...*".
The risk is serious: "If the defects detected on the welds evolve, they can cause a breach in the main reactor cooling system. The risk is therefore to generate a nuclear accident situation" .
This explains and justifies the shutdown by EDF of the four 1500 MW reactors as soon as the phenomenon was discovered.
The phenomenon is most likely multifactorial: a degradation mechanism that simultaneously involves the material and its intrinsic characteristics, the mechanical stresses to which it is subjected and the nature of the fluid that circulates. More recently, the dominant factor, according to the ASN, is the "geometry" of the circuits concerned, followed by welding, while EDF proposes a new explanation, thermal stratification, as the main cause of the stresses.
It is the letters from the ASN to EDF on February 1, February 24 and April 11, 2022, which progressively show the extent and extension of the problem: focusing on the question of the welds, controls on the two circuits of RIS and RRA on all the reactors, and above all,

"*confirmation of the presence of stress corrosion on a weld that has been rechecked must lead EDF to re-examine the situation of the other welds in the reactor*".
Finally, both the IRSN and the ASN in its inspections have expressed concern for the radiation protection of workers involved in control measures.
All this, curiously, without any reference to the past, both from the point of view of what happened at the end of the 1990s, and from the numerous studies and experiments that we present in the following chapters.

Chapter 2, "History", goes back to what happened in May 1998 at Reactor 1 of the Civaux power plant, with a net electrical power of 1500 MW (N4 level), shortly after its start-up: a major water leak occurred on one of the channels of the RRA circuit, caused by a through crack. The examination of the elbow in question revealed a thermal fatigue cracking, due to the unfavorable mixing conditions between the cold and the hot fluid. The same observation was made on the other N4 reactors. Furthermore other cracks were found. Finally, it appears that the situation at Civaux 1 was different from that of the other N4 reactors, essentially because of the welding process.
While the phenomenon was not fully elucidated ("*The first models did not make it possible to fully explain the location and extent of the observed degradations*"), the decision was taken to replace sections of the RRA from 1998 to 2000 on all of the 58 EDF reactors, a good number of them curiously without prior inspection.
The complexity of the problem is recalled from this historical experience: for each level, or even each reactor, it is necessary to know the design and alloy of the piping, the number of bends and welds, the welding method and the geometry of the piping concerned in order to explain the nature and cause or causes of the cracking, with the question of welding in the forefront.
The question now arises of comparing the situation of the cracks detected in 2022 in the reactor backup circuits with that of 1998, both in terms of the circuits concerned and the location of the sections cut in both cases and replaced in 1998-2000, as well as the nature of the cracks and the presumed causes of their appearance.

Chapter 3 looks at what happened in the United States in 1975 following the discovery of cracks in nuclear reactor backup circuits:
On February 5, 1975, a long hearing was held by the Atomic Energy Committee of the United States Congress. The witnesses were the chairman of the Nuclear Regulatory Commission and his team (NRC, an independent authority that had just been created a month before), as well as the representative of the Union of Concerned Scientists, (an organisation of experts critical of the safety of nuclear reactors, on the question of cracks detected in a number of reactors.
The very complete and detailed report of these hearings tells us that, following the discovery of cracks in a backup circuit of a boiling water enriched uranium reactor (BWR), the NRC ordered the shutdown of the 27 operating reactors of this type. On a certain number of them, the presence of cracks was confirmed and the affected sections of piping were either repaired or replaced.
Numerous studies have been carried out in the United States to understand this phenomenon. But, as it was already apparent in the 1975 exchanges, without any convincing result, except probably its multifactorial nature, with in the first place the quality of the welds as well as the geometry of the circuits concerned.

Finally, one is struck by the similarity of the questions and uncertainties expressed in 1975 in the United States and those we can observe in France in 2022.

Chapter 4 goes back in time: we realize that there is a vast literature of studies, research and tests on the cracking phenomena observed in 2021 and presented in Chapter 1, under the very general term of stress corrosion cracking (SCC).IRSN notices and reports in 2020 recall the events of 1998 and the replacement of the mixing zones of the RRA circuits on the whole fleet of EDF reactors.
Also in 2020, an IRSN report mentions CCS on nickel-based alloys.
The observation of cracks on Dampierre n°4 in 2012, work by the CEA in 2008, the IRSN scientific and technical report in 2005 on "thermal fatigue in mixing zones", articles by EDF and Framatome in 2000 and 2005, the CEA report of 2004, the information report on Bugey in 1983 and the articles in the Gazette Nucléaire of GSIEN in 1999 testify to the existence of this phenomenon for a long time and to the efforts made by the designers, the constructor, the operator and the research organization to provide a satisfactory explanation.
The conclusion seems to be that no satisfactory explanation has been presented. This could explain the silence on this long list of past events, research and tests.
What is worrying is that it seems that the same situation exists in 2022, which could call into question the solution of cutting and replacing the pieces of piping where one or more cracks have been detected, without being sure that this operation, which is delicate and time-consuming, is the right solution, especially if the design of the piping concerned was the main cause of the cracks.

Our documentary research allowed us to "discover" two other possible explanations for pipe cracking, liquidation cracking and solidification cracking, presented in chapter 5.
Concerning the first one, two articles in English dating respectively from 1980 and 1992 mention the possibility of separation by heating of two metals with different melting points (i.e. the definition of liquation, which would occur in the zone affected either by the heat in the base material or in the weld metal deposited during a subsequent passage.
This type of cracking would be particularly prevalent in nickel based alloys as well as in austenitic stainless steels.
On the other hand, Dr. Giai Tran Van's thesis presented in May 2019 presents the phenomenon of hot liquation cracking and applies it, including the presentation of experimental tests and mathematical models, to the importance of boron content for austenitic 316L steel, precisely the alloy found in just such RIS and RRA circuits.
The hot cracking during solidification of an austenitic stainless steel is presented in the thesis of M. Kerrouault, CEA report of March 2001, which seems to correspond well to some of our concerns and relates to welding. Several types of defects can be formed during a welding operation.

In conclusion, the most astonishing thing about this "cracking affair" is the fact that none of the three main protagonists of this crisis, EDF-Framatome, ASN and IRSN, have informed us that a similar situation of cracks in the RRA circuit had already occurred in 1998, attributed to thermal fatigue due to unfavorable mixing conditions between the cold and hot fluids. And that in 1999, 2000 and 2001, the RRA sections on all 58 reactors in the fleet were cut out and replaced.
Similarly to what happened twenty years ago, it is therefore likely that in 2022, all 56 reactors in operation will be concerned, to varying degrees, including those of the 900 MW range.

Those of the 1500 MW and 1300 MW ranges having shown after inspection, the presence of cracks attributed to stress corrosion.
While the IRSN makes only a brief reference in 2022 to "studies and research" on the question of the origin of these stress corrosion cracks, one realizes that this question has been the subject of very important research work for a long time, not only by the IRSN, but also by the CEA, Framatome and EDF, and that many scientific publications (articles and theses) have been devoted to it, as early as the 1970s.
This scientific review shows that the metallurgical phenomenon leading to cracks is generic and affects the whole park and concerns the weld zones of the safety injection circuit (RIS) and the shutdown cooling circuit (RRA), and perhaps other circuits.
The experimental tests and calculation methods lead, according to the authors, to different proposals of explanation of the phenomenon. The impression that emerges, as in the most recent statements, is that the origin of these cracks is not well known, except that the cause is most probably multifactorial, involving the material itself, the welding methods and the design of the circuits.
While these cracks are currently presented as the result of stress corrosion, a very general term, it seems essential to study three parameters that seem to be decisive: the design of the circuits, the exact composition of the 316 L stainless steel or other, as well as the alloy and the welding process, which have evolved according to the power levels, or even the individual reactors concerned, questions that have been posed in a precise manner to EDF-Framatome by the ASN. It is in connection with these questions that we have also presented liquidation cracking and hot cracking during solidification.
It is too early to give an opinion because little information is available on the results of the analyses carried out on the sections of the RIS and RRA pipes that were cut for this purpose. However, it is not certain that the cutting and replacement of the piping in question would be sufficient in view of the number of bends and welds in the RRA and RIS circuits.
In any case, if the vulnerability of the 900 MW reactors were confirmed, the question of extending the operating life of these reactors beyond 40 years would have to be re-examined. It would also be necessary to examine the possibility that the EPR reactors at Flamanville, Olkiluoto and Taïshan, as well as those under construction at Hinkley Point, might themselves be concerned, insofar as they were designed on the basis of the 1500 MW N4 model.

FISSURES DANS DES CIRCUITS DE SAUVEGARDE

DE REACTEURS DU PARC NUCLEAIRE D'EDF

UNE ANALYSE HISTORIQUE

Bernard Laponche, François Papezyk, Jean-Luc Thierry, Jean-Claude Zerbib

29 mai 2022

*

Table des matières

RESUME **3**

ABSTRACT **7**

INTRODUCTION **13**

1. DE LA DECOUVERTE DE FISSURES A LA SITUATION FIN MAI 2022 ..... **14**
1.1 PREMIERES INFORMATIONS 14
1.2 INFORMATIONS DE L'IRSN 15
1.3 LES NOTES D'INFORMATION D'EDF 16
1.4 INSPECTIONS, INFORMATIONS ET DEMANDES DE L'ASN A EDF 18
1.5 COMPLEMENTS TECHNIQUES 26
1.6 POINT DE L'INFORMATION FIN MAI 2022 28
1.7 CONCLUSION 31

2. L'INCIDENT DE CIVAUX N°1 EN MAI 1998 ET SES SUITES **32**
2.1 INCIDENT SUR LE REACTEUR DE CIVAUX 1 LE 12 MAI 1998 32
2.2 LA REPARATION DE L'ENSEMBLE DU PARC NUCLEAIRE 1998 – 2000 33
2.3 LA PARTICULARITE DU CAS DE CIVAUX 1 EN 1998 35
2 .4 CONCLUSION 35

3. LA FISSURATION SOUS CONTRAINTE AUX ETATS-UNIS **37**
3.1 UNE SEANCE AU CONGRES EN 1975 37
3.2 DOCUMENTS DE L'AUTORITE DE SURETE NUCLEAIRE DES ETATS-UNIS (NRC) 40
3.3 ETUDES 41
3.4 CONCLUSION 42

4. ETUDES ET RECHERCHES SUR LA CORROSION SOUS CONTRAINTE **43**
4.1 LES RECHERCHES ET INFORMATIONS DE L'IRSN 43
4.2 REFERENCES DU GSIEN 47
4.3 REFERENCES D'EDF, FRAMATOME 48
4.4. AUTRES REFERENCES 51
4.5 CONCLUSION 51

5. LA FISSURATION PAR LIQUATION OU PAR SOLIDIFICATION **52**
5 .1 FISSURATION PAR LIQUATION 52
5.2 THESE DE M. GIAI TRAN VAN 53
5.3 FISSURATION A CHAUD EN COURS DE SOLIDIFICATION 56
5.4 UN ARTICLE 58
5.5 CONCLUSION 58

CONCLUSIONS **59**
ANNEXE 1 - NOTE D'INFORMATION IRSN SUR LA CORROSION SOUS CONTRAINTE DU 20 JANVIER 2022 60
ANNEXE 2 - CENTRALES ET REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES EN FRANCE 62
ANNEXE 3 – VISITES DECENNALES DES REACTEURS DE 1500 MW ET 1300 MW 64

INTRODUCTION

En période où, déjà, le parc électronucléaire d'EDF faisait l'objet de sérieuses inquiétudes sur sa capacité à « passer l'hiver », l'information d'EDF à l'ASN, le 21 octobre 2021, de la détection de fissures sur un circuit de refroidissement de secours du réacteur n°1 de la centrale de Civaux, puis de l'arrêt des trois autres réacteurs de 1500 MW de puissance électrique nette (palier N4[2]) et du réacteur de Penly 1 (1300 MW) pour le même motif, réduisant la capacité théorique du parc de 10% environ, suivis de la découverte des mêmes défauts sur un nombre important de réacteurs à l'occasion de leurs arrêts programmés, a plongé le monde des « observateurs » dans la sidération, la perte de production entraînée par cette décision étant la preuve même de la gravité de cette découverte.

La cause de cette série de décisions, approuvée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), serait donc la confirmation par des contrôles plus approfondis, après découpage des portions de tuyaux incriminés, de la découverte de fissures sur les soudures des tuyaux de circuits de refroidissement : circuit d'injection de sécurité (RIS) et circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) du fait d'une « corrosion sous contrainte (CSC) ».

Nous présentons successivement dans ce rapport les informations en notre possession sur cet événement, sa nature et les risques qu'il présente, l'évolution de la situation jusqu'à fin mai 2022, et la façon dont les partenaires institutionnels de cette affaire, EDF, IRSN et ASN nous en ont informé. Ensuite, nous mettons en évidence que ce problème n'est pas nouveau, a été largement étudié et a causé fin 1980-début 1990, une intervention de remplacement de pièces sur chacun des réacteurs du parc d'EDF. Enfin, à partir d'une étude bibliographique, nous présentons différentes explications possibles à ce phénomène désigné de façon très générale par le terme corrosion sous contrainte.

Le chapitre 1 présente les éléments d'information, essentiellement fournis par l'IRSN sur les contrôles effectués sur les réacteurs depuis la mise en évidence de fissures sur les circuits RIS et RRA d'un certain nombre de réacteurs dont plusieurs ont été arrêtés fin d'en extraire les pièces défaillantes pour examen en laboratoire.

Le chapitre 2 décrit la découverte de fissures sur le réacteur n°1 de la centrale de Civaux, de 1500 MW (palier N4) qui a entraîné le remplacement du tronçon défaillant sur tous les réacteurs du parc (paliers 1500, 1300 et 900 MW).

Le chapitre 3 présente ce qui s'est passé aux Etats-Unis en 1975, quand tous les 27 réacteurs de la filière à uranium enrichi et eau bouillante (BWR) ont été arrêtés par l'Autorité de sûreté nucléaire (NRC) du fait de la découverte de fissures sur des circuits de sauvegarde. Les contrôles non destructifs puis en laboratoire après découpage des tronçons de tuyauteries concernés ont confirmé la présence de fissures dans la plupart des réacteurs et les circuits ont été soit réparés, soit remplacés. Les causes du phénomène n'ont pas été élucidées malgré un grand nombre d'études et d'essais poursuivis par la suite.

Le chapitre 4 comporte une revue des études et recherches, dont celles de l'IRSN, du CEA et d'EDF, entreprises dès les années 1980, sur la découverte de fissures attribuées à la corrosion sous contrainte.

Le chapitre 5 présente deux autres hypothèses pour expliquer l'apparition de ces fissures, sur la base de publications internationales et de thèses : les fissures par *liquation* ou par *solidification*.

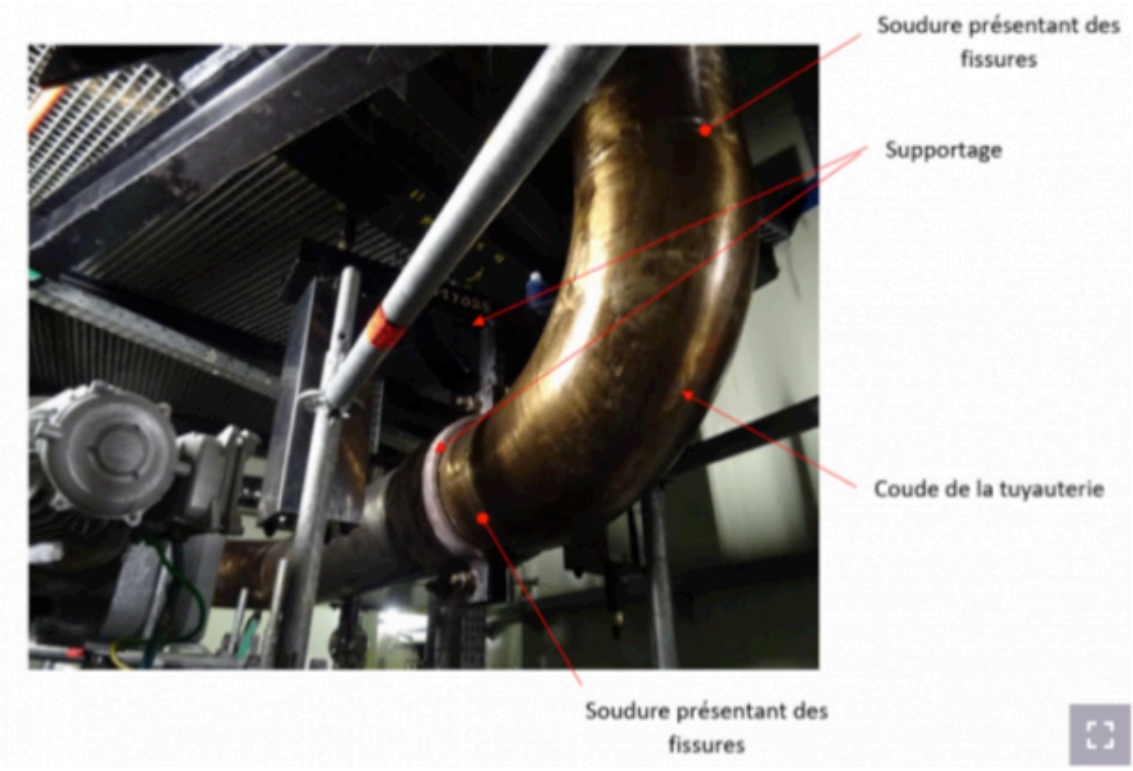
---

[2] Les documents émanant de l'IRSN et de l'ASN font systématiquement référence aux « réacteurs de 1450 MW » pour les réacteurs du palier N4, deux à Civaux et 2 à Chooz B. En réalité, la puissance électrique nette de ces réacteurs est de 1495 MW pour Civaux et 1500 MW pour Chooz B (source : CEA - Elecnuc).
Nous avons donc indiqué une puissance nette de 1500 MW pour ces 4 réacteurs dans l'ensemble de ce rapport.

1. DE LA DECOUVERTE DE FISSURES A LA SITUATION FIN MAI 2022

1.1 PREMIERES INFORMATIONS

La première information publique sur ces évènements est donnée par le communiqué de presse d'**EDF** du 15 décembre 2021[3] : « *Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz B : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde* ». On apprend que des contrôles préventifs de maintenance sur le réacteur Civaux[4] n°1, lors de sa deuxième visite décennale, ont détecté des défauts à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS) ; que des contrôles similaires ont montré les mêmes défauts sur Civaux n°2, arrêté à cet effet ; que les deux réacteurs de Chooz seront arrêtés pour contrôles les 16 et 18 décembre 2021.
La note d'information de l'**ASN** du 16 décembre 2021[5] confirme que l'ASN a bien été prévenue par EDF le 21 octobre 2021, que les « **indications**[6] » déclarées par EDF sont des fissures sur des soudures des coudes du circuit RIS, que les parties des tuyauteries concernées ont été découpées pour expertise métallurgique en laboratoire, que la décision d'EDF est « appropriée à la situation ». **Jusque-là, peu d'explication sur les causes.**

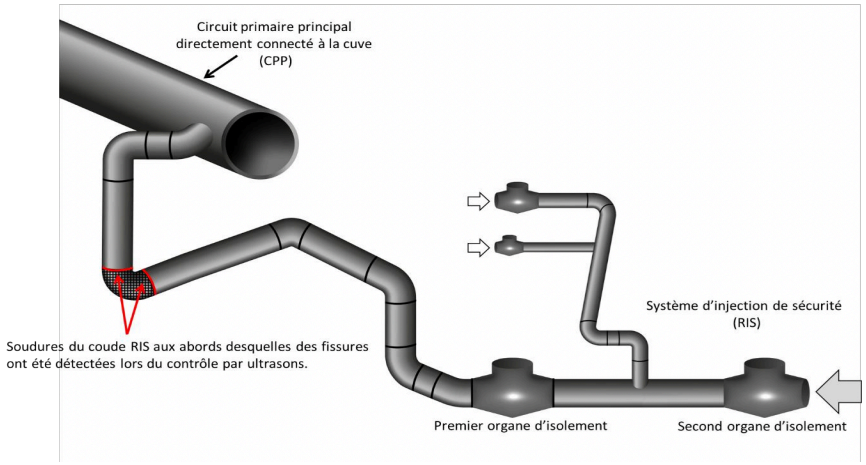


[3] https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/2223/c1ea50262aca35f885b8bfe93ace6ae5.pdf
[4] Les centrales de Civaux et de Chooz B sont chacune équipée de deux réacteurs de 1500 MW de puissance électrique nette, du palier N4, le plus puissant et le plus récent du parc d'EDF.
[5] https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/corrosion-detectee-sur-le-circuit-ris-du-reacteur-1-de-la-centrale-de-civaux
[6] D'après l'ASN, une « indication » est un signal (typiquement un écho pour des contrôles par ultrason) mettant en évidence la possible présence d'un défaut (fissure) dans le matériel contrôlé.

1.2 INFORMATIONS DE L'IRSN

La note d'information de l'IRSN du 16 décembre 2021 nous en dit plus :
a) Sur le circuit concerné : le circuit d'injection de sécurité (RIS) est un système de sauvegarde qui injecte de l'eau borée[7] dans le circuit primaire principal du réacteur pour refroidir le cœur en cas de brèche sur le circuit primaire afin de maintenir suffisamment d'eau dans le réacteur pour refroidir le combustible.

Connexion du RIS à la branche froide d'une boucle du circuit primaire.



b) Afin de déterminer l'origine de ces fissures, les tuyauteries ont été découpées et les soudures concernées envoyées en laboratoire, pour expertise par examen métallographique et microscopique. En première analyse, il s'agit de fissuration par **corrosion sous contrainte**.
Celle-ci résulte généralement de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique et d'un milieu agressif vis-à-vis du matériau.
Cette présentation succincte sera enrichie par une nouvelle **note d'information de l'IRSN, du 20 janvier 2022** : « *Endommagement par corrosion sous contrainte de tuyauteries connectées au circuit principal de réacteurs d'EDF*[8] », reproduite en Annexe 1 :

- La corrosion sous contrainte se caractérise par la fissuration d'un matériau. Lorsqu'elle se produit dans l'industrie nucléaire, c'est essentiellement sous l'effet des contraintes de traction présentes dans le matériau, ou en cas de pollution inopinée des fluides.
- Les contraintes sont liées aux opérations de fabrication et **en particulier aux opérations de soudage (**qui induisent des contraintes thermiques), ainsi qu'aux conditions d'exploitation.
- Le mécanisme élémentaire de la CSC est vraisemblablement l'oxydation du métal activée thermiquement. Il s'agit d'un *phénomène pernicieux*[9] puisqu'il n'est détectable qu'après une période d'incubation qui peut durer plusieurs dizaines d'années. Seuls des contrôles réguliers permettent d'identifier l'amorce d'une fissure.

[7] Le bore est un absorbeur de neutrons.
[8] https://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Documents/IRSN_NI_Corrosion-Tuyauteries-20220120.pdf
[9] Le terme pernicieux traduit bien le fait que cette anomalie est indétectable bien que présente. C'est l'analogue de certains virus qui, bien que présents dans l'organisme, ne s'expriment qu'après plusieurs jours ou plusieurs semaines (varicelle).

- L'IRSN mène depuis plusieurs années des travaux de recherche sur la CSC.

En deuxième partie, la note d'information de l'IRSN traite des procédés disponibles pour les examens non destructifs.

On n'en saura pas plus sur ces recherches et leur ancienneté : ce sujet est traité au chapitre 3 de ce rapport.

c) L'IRSN conclut que des actions pourraient s'avérer nécessaires sur les autres réacteurs en exploitation.

Cette note d'information est complétée par **l'interview de Karine Herviou,** directrice générale adjointe de l'IRSN, dans Ouest-France du 23 décembre 2021 :

- « *Si les défauts détectés sur les soudures évoluent, ils peuvent provoquer une brèche sur le circuit principal de refroidissement du réacteur. Le risque est donc de générer une situation d'accident nucléaire* ».
- « *C'est un défaut qui n'était pas attendu, compte tenu des dispositions prises à la conception et en exploitation* ».
- *« En fonction de l'origine des fissures, il n'est pas exclu qu'il y ait des contrôles également sur les autres réacteurs* »… « *Pour commencer, ils pourraient concerner les réacteurs de 1300 MW* ».

1.3 LES NOTES D'INFORMATION D'EDF

1.3.1 Note d'information du 14 janvier 2022

« Les contrôles par ultrasons réalisés sur le circuit RIS de Civaux n°1 ont mis en évidence des défauts à proximité de deux soudures situées en amont et en aval d'un coude sur les quatre lignes que comporte le circuit d'injection de sécurité. Aucun défaut n'avait été identifié lors des contrôles réalisés lors de la première décennale en 2011.

EDF a procédé à la découpe des portions de tuyauteries concernées et les expertises, réalisées en laboratoire, ont permis de confirmer que ***les défauts constatés sur le réacteur de Civaux n°1 sont liés à un mécanisme de dégradation qui fait intervenir simultanément le matériau et ses caractéristiques intrinsèques, les sollicitations mécaniques auxquelles il est soumis et la nature du fluide qui y circule****. C'est un phénomène connu dans l'industrie et appelé* ***« corrosion sous contrainte »****. Il peut être détecté par la réalisation de contrôles spécifiques par ultrasons, tels que ceux menés de manière préventive par EDF lors des visites décennales de ses réacteurs* ***».***

On voit que la corrosion sous contrainte peut être causée par plusieurs facteurs intervenant simultanément.

Le palier de 1300 MW est également touché[10] :

« Par ailleurs, à l'occasion de la troisième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale de Penly qui se déroule actuellement, une indication a été identifiée à proximité d'une soudure, sur une portion de tuyauterie de l'une des quatre lignes que compte le système d'injection de sécurité.

Les examens approfondis réalisés en laboratoire ont montré la présence de défauts similaires à ceux détectés à Civaux : le mécanisme de fissuration diagnostiqué est de la corrosion sous

[10] Les 20 réacteurs de 1300 MW correspondent à deux « paliers » : P4, 8 réacteurs (centrales de Flamanville, Paluel, Saint-Alban) et P'4, 12 réacteurs (centrales de Belleville, Cattenom, Nogent, Penly). Voir Annexe 2.

contrainte, mais les défauts expertisés sur Penly n°1 sont cependant de moindre profondeur que ceux de Civaux n°1 ».

Cette note donne les informations prévisionnelles suivantes sur la reconnexion au réseau des réacteurs concernés, après les travaux de réparation effectués : 31 août 2022 pour Civaux n°1, 27 juillet 2022 pour Chooz B1, 31 décembre 2022 pour Chooz B2 et Civaux n°2 et 30 mai 2022 pour Penly n°1 (ce délai a été récemment reporté au 31 octobre 2022).

1.3.2 Note d'information du 8 février 2022 :

« Les calculs réalisés à partir du défaut le plus marqué, constaté à date sur une portion de tuyauterie du circuit RIS de Civaux n°1, nous permettent de confirmer notre confiance sur l'intégrité des circuits. Nous estimons que l'aptitude des circuits à remplir leur fonction est assurée ».
Etonnante déclaration lorsque l'on sait que les portions de circuit concernées vont être découpées et devront être remplacées, ce qui représente un grand nombre d'interventions délicates et donc des arrêts de réacteurs de durée importante.

Vient ensuite :
« L'analyse de 72 fiches de résultats d'examens non destructifs réalisés lors des dernières visites décennales des 56 réacteurs du parc nucléaire et les résultats des dernières expertises en laboratoire, nous conduisent à établir la liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles seront repris avec des moyens optimisés et la prise en compte du retour d'expérience de Civaux et Penly :

- *dans les 3 mois, lors de leurs arrêts programmés : Bugey 3, Flamanville 1 et Flamanville 2.*
- *dans les 3 mois, lors d'un arrêt spécifique : Chinon 3, Cattenom 3 et Bugey 4.*

Les premières expertises réalisées en laboratoire montrent une propagation lente du phénomène et ***une profondeur limitée des fissures qui varient de 0,75 mm à 5,6 mm au maximum*** *(à comparer à l'épaisseur des tuyauteries de près de 30 mm). L'ensemble des échantillons expertisés ont tous montré une fin de fissure située à la hauteur de la première passe de soudage (dite passe « racine»), soit quelques millimètres au maximum. Les contrôles et expertises se poursuivent ».*

De tous les documents que nous avons consultés, en provenance d'EDF, IRSN et ASN, c'est la seule fois qu'une information est donnée sur la profondeur des fissures. Aucune information n'est donnée sur leur longueur ni si certaines fissures sont circonférentielles, ce qui rendrait la probabilité de leur rupture plus importante, en cas de séisme par exemple.

Toutefois, la Gazette Nucléaire n° 296 de 2022 nous fournit l'information suivante :
- Précisions pour la centrale de Civaux : de nombreux coudes en acier inoxydable austénitique des quatre lignes RIS du réacteur de Civaux n°1 sont affectés et des défauts similaires sur les mêmes matériels sont présents sur le réacteur de Civaux n°2.
- Selon France 23 : « *Lors de l'assemblée générale de la CLI, commission locale d'information, qui se tenait ce mardi 22 février au Conseil départemental de la Vienne, les responsables d'EDF ont précisé* ***qu'au moins huit fissures*** *ont été détectées sur des tuyaux connectés au circuit primaire de refroidissement du réacteur n°1… la plus importante fait 5,6 mm de profondeur,* ***sur toute la circonférence*** *d'un tuyau de 25 mm d'épaisseur* ».

1.3.3 Note d'information du 14 avril 2022

« Des indications ont été détectées lors de la réalisation des contrôles non destructifs par ultrasons sur des portions de tuyauterie des réacteurs de Chinon B3, Cattenom 3 et Flamanville 2 ».
« Les investigations se poursuivent pour en caractériser la nature et l'origine.
Par ailleurs, à l'occasion de la troisième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale de Golfech, qui se déroule actuellement, des contrôles périodiques programmes ont été réalisés sur le circuit RIS. Des indications ont été détectées. Des contrôles approfondis et des expertises complémentaires vont être réalisés pour caractériser ces indications ».

Elle indique la liste priorisée des réacteurs qui seront contrôlés par la suite :

- dans les 3 mois, en arrêts programmés, Bugey 3 (900 MW[11]), Flamanville 1 et 2 (1300 MW).
- dans les 3 mois, en arrêt spécifique : Chinon 3 (900 MW), Cattenom 3 (1300 MW), Bugey 4 (900 MW).

On voit bien que l'on s'approche du contrôle de l'ensemble des réacteurs du parc (4 réacteurs de 1500 MW du palier N4, 8 de 1300 MW du palier P4, 12 de 1300 MW du palier P'4 et 32 réacteurs de 900 MW des paliers CP0 et CPY[12]). Une autre inspection sera réalisée en janvier sur Penly 1.
Si Cattenom 3, Flamanville 2 et Golfech 1 sont des réacteurs de 1300 MW, Chinon B3 est un 900 MW. Le palier 900 MW serait donc probablement touché.

1.4 INSPECTIONS, INFORMATIONS ET DEMANDES DE L'ASN A EDF

1.4.1 La note d'information de l'ASN du 31 janvier 2022[13]

La note reprend le déroulement des évènements : déclaration par EDF d'un phénomène inattendu de corrosion, des indications classées comme « parasites » par EDF lors de contrôles précédents sur Chooz B 1 et 2, mêmes indications sur les mêmes tuyauteries de Penly 1.
La note signale que deux inspections de l'ASN ont été réalisées à Civaux le 7 décembre 2021 et les 17 et 18 janvier 2022[14]. Ces inspections rappellent que les examens non destructifs (END) sont confiés à des sous-traitants spécialisés. Les inspecteurs (également responsables de la médecine du travail) soulignent l'importance des conditions de mise en œuvre de ces opérations : « *Pour limiter la dose reçue par les intervenants au cours de leur activité, le contrôle d'une soudure est interrompu dès la confirmation de la présence d'une première indication. Ainsi, le contrôle réalisé n'a pas pour objectif d'identifier l'exhaustivité des indications potentiellement présentes dans une soudure mais de conclure uniquement à la présence ou pas d'au moins une indication susceptible de relever du phénomène de corrosion sous contrainte. En cas de détection d'une indication dans une soudure, la soudure adjacente est ensuite examinée selon la même procédure.*

[11] Il s'agit de la puissance électrique nette de la « tranche nucléaire » (réacteur plus turbo-alternateur). L'unité de puissance est le MW (mégawatt ou million de watts).
[12] Voir en Annexe 2 la liste des centrales et de leurs réacteurs.
[13] https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-detecte-sur-certains-reacteurs
[14] Inspection n° INSSN-BDX-2021-0040.pdf - Inspection n° INSSN-BDX-2022-0833.pdf

Ces questions de risques pour les travailleurs, notamment des entreprises sous-traitantes qui réalisent l'essentiel des activités de maintenance sont particulièrement suivies par l'excellente « Newsletter SCIN » hebdomadaire du Réseau Sortir du Nucléaire qui fournit des informations précises et détaillées sur tous les évènements touchant la sûreté et la radioprotection du système électronucléaire dans toutes ses composantes.

D'autres inspections ont été réalisées : à la centrale de Civaux le 2 février, de Chinon B le 2 mars, le 11 mars et le 25 mars, aux services centraux d'EDF le 2 mars[15].
Enfin, l'ASN autorise les découpes des circuits concernés pour expertise et se prononcera sur leurs modalités de réparation et de remise en service.

1.4.2 La note d'information de l'ASN du 24 février 2022

Cette note nous apprend qu'EDF a présenté à l'ASN un état des lieux actualisé sur le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur plusieurs de ses réacteurs, son analyse sur les enjeux de sûreté associés et son programme d'investigation de contrôle.
Alors que jusqu'ici les notes d'EDF ne parlaient que du circuit RIS, celle de l'ASN précise que « *L'extension des investigations sur les réacteurs de type N4 et sur le réacteur 1 de la centrale de Penly a conduit à mettre en évidence des indications pouvant correspondre à de la CSC sur les tuyauteries du système de refroidissement à l'arrêt [16](RRA) du circuit primaire principal* ».
Outre les informations fournies par EDF (voir plus haut) sur les réacteurs déjà contrôlés et ceux prévus à court terme, l'ASN note qu'EDF a engagé le développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures et prévoit de **contrôler l'ensemble de ses réacteurs** avec ces nouveaux moyens de septembre 2022 à fin 2023.
Enfin, l'ASN a engagé avec l'IRSN l'instruction des éléments remis par EDF afin de s'assurer de la pertinence des analyses de sûreté transmises, du programme de travail proposé et des conditions de sa réalisation.
Ce dernier point conduit à examiner le contenu des deux lettres adressées par l'ASN à EDF le 1er et le 24 février 2022 qui montrent que l'autorité de sûreté prend les choses très au sérieux et mettent en évidence l'importance de cette crise.

1.4.3 Lettre de l'ASN à EDF du 1er février[17] 2022

En début de lettre, l'ASN résume la position d'EDF à la suite des contrôles effectués (document qui n'est évidemment pas porté à notre connaissance) :
« *Dans le cadre de la visite décennale du réacteur 1 de Civaux, les essais non destructifs (END) mis en œuvre ont révélé la présence d'indications sur le circuit d'injection de sécurité (RIS). Sur la base des expertises menées, vous concluez que les dégradations constatées sont causées par un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) en milieu primaire nominal sur un acier inoxydable austénitique préalablement écroui. Les autres réacteurs de type N4*

[15] Inspection n° INSSN-BDX-2021-0034.pdf - Inspection n° INSSN-BDX-2022-0718.pdf
Inspection n° INSSN-BDX-2021-0710.pdf
Inspection n° INSSN-BDX-2022-0709.pdf - Inspection n° INSSN-BDX-2022-0302.pdf
[16] Le circuit RRA assure, lors des phases d'arrêt du réacteur, la circulation et un niveau d'eau minimal dans le circuit primaire, afin d'évacuer la chaleur résiduelle des combustibles encore présents dans le cœur du réacteur. Un niveau d'eau suffisant dans la cuve contenant le cœur est nécessaire à la fois au noyage du cœur et au bon fonctionnement des pompes du circuit RRA.
[17] CODEP-DEP2022-003685 dans https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-l-asn-demande-a-edf-d-approfondir-ses-analyses

(Civaux 2, Chooz B1 et Chooz B2) sont à l'arrêt et ont fait l'objet de contrôles révélant des indications similaires.
Concomitamment, dans le cadre de la visite décennale du réacteur 1 de Penly, de type P'4, des défauts similaires ont également été détectés sur le circuit RIS. Sur la base des expertises menées, vous concluez que le mécanisme de fissuration pressenti est également de la CSC. Vous avez déclaré un événement significatif pour la sûreté (ESS) pour le réacteur 1 de la centrale nucléaire de Penly [3] et un ESS pour les réacteurs 1 et 2 de la centrale nucléaire de Civaux [4].
Vous m'avez transmis votre stratégie concernant la gestion de la problématique [1] ainsi que l'état de vos connaissances des défauts de corrosion sous contrainte constatés [2] à la date du 10 janvier 2022 ».

Le texte comprend ensuite quatre parties, assorties de demandes de l'ASN :

1. Analyse de sûreté pour les réacteurs en fonctionnement, demandes :
Demande 1 : Je vous demande de mettre à jour ces déclarations d'ESS afin d'en **corriger les erreurs** et de compléter l'ensemble des sections. Les réacteurs du site de Chooz ayant des indications similaires à celles observées sur les réacteurs du site de Civaux, les écarts sur ces réacteurs devront faire l'objet d'une déclaration d'événement significatif.
Demande 2 : Je vous demande d'apporter les éléments permettant d'étayer votre classement sur l'échelle INES au stade actuel des connaissances. Le cas échéant, les mises à jour de déclaration d'ESS mentionnées à la demande 1 mentionneront le niveau INES réévalué.
Demande 3 : Pour les réacteurs en fonctionnement, je vous demande d'indiquer les conséquences potentielles en termes de sûreté du phénomène de CSC identifié sur les systèmes RIS et RRA et de vous prononcer sur la disponibilité de ces systèmes.
Demande 4 : Je vous demande de me communiquer les éléments d'analyse relatifs à l'appréciation du besoin de mesures conservatoires à mettre en œuvre sur le parc en service.
Demande 5 : Je vous demande d'indiquer les moyens et dispositions permettant de détecter une fuite ou une rupture de ces systèmes et de vous prononcer sur leur disponibilité. Vous vous positionnerez également sur la nécessité de renforcer leur disponibilité, leur maintenance et leur surveillance.
Demande 6 : Je vous demande de préciser le calendrier associé aux recherches des causes.

2. Stratégie de traitement de la problématique
Demande 7 : Je vous demande de transmettre le bilan de lecture des FSI[18].
Demande 8 : Je vous demande de me remettre une revue de programme, précisant les échéances de déclinaison.
Demande 9 : Je vous demande d'apporter les éléments de stratégie concernant l'ensemble des tuyauteries en acier austénitique du circuit primaire principal (CPP).

3. Essais non destructifs (END)
Demande 10 : Je vous demande de vous positionner sur la possibilité de mettre en place un système d'enregistrement de signal et de position de l'END par ultrason.
(Un tel système permettrait notamment de garantir la couverture de la zone à examiner et la relecture ultérieure des acquisitions).

[18] FSI : Fiches de suivi d'indications

4. Instruction liée à la mise en œuvre de nouvelle méthode ou de connaissance nouvelle
Demande 11 : Je vous demande de préciser les étapes et le calendrier associés au développement du nouveau procédé de contrôles.

Enfin, la lettre informe de la réunion du groupe permanent d'experts de l'ASN pour les équipements sous pression nucléaires (GT ESPN) le 11 mars 2022 et demande à EDF de faire part de ses réponses **d'ici le 11 février 2022.**

1.4.4 Lettre de l'ASN à EDF du 24 février 2022[19]

EDF a bien répondu à la lettre précédente le 11 février. La nouvelle lettre de l'ASN résume les réponses d'EDF et formule en Annexe des demandes complémentaires en cinq parties.

A. Justification mécanique et hypothèses associées

Demandes X : Je vous demande d'indiquer dans quelle mesure les études mécaniques déjà fournies sont enveloppes des autres soudures des réacteurs de 1300 MW et de type N4, et le cas échéant de les compléter afin de couvrir l'ensemble des soudures concernées par le phénomène de CSC.

Demande 1 : Je vous demande d'apporter les éléments permettant de justifier les valeurs matériaux retenues.
Demande 2 : Je vous demande de réaliser une étude de sensibilité pour les principaux paramètres influents, afin d'évaluer les marges existantes.

B. Analyse de sûreté

Demande 3 : Je vous demande d'analyser le caractère suffisant des délais et conduites à tenir prévus dans les RGE[20] en cas d'indisponibilité de matériels nécessaires à la prévention ou à la gestion des défaillances potentielles. Une analyse spécifique devra être menée pour identifier les transitoires (fonctionnement normal, incidentel ou accidentel) qui génèrent les sollicitations les plus importantes sur les zones concernées par la CSC; vous identifierez le cas échéant les évolutions de conduite ou de RGE nécessaires pour les limiter.
Demande 4 : Je vous demande de vous positionner sur l'opportunité de mettre en œuvre des évolutions de pilotage de vos réacteurs qui permettraient de renforcer la capacité et la fiabilité de la détection de perte d'intégrité du circuit primaire.

On note en particulier en commentaire de ces demandes :
« *Votre réponse aux demandes précédentes devra s'appuyer sur des analyses complémentaires que vous me transmettrez afin de couvrir les ruptures des tuyauteries du circuit RRA des réacteurs de 900 MW et du circuit RIS pour tous les réacteurs.*
En effet, votre analyse de ces éventuelles ruptures n'a porté que sur les réacteurs de 1300 MW et de type N4, ne couvre pas tous les états de ces réacteurs et n'a pas considéré la rupture d'une ligne du circuit RIS. Par ailleurs, vous n'avez postulé la défaillance que sur une voie du système RRA alors que le phénomène de CSC affecte vraisemblablement les deux

[19] CODEP-DEP2022-008741 dans https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-l-asn-demande-a-edf-d-approfondir-ses-analyses
[20] RGE : Règles générales d'exploitation.

voies de manière similaire».
Demande 5 : Je vous demande de justifier l'état standard retenu pour ces contrôles au regard de la durée de maintien du réacteur dans cet état et des mesures que vous aurez identifiées au regard de mes demandes précédentes.

C. Stratégie de contrôle des réacteurs
Demande 6 : Je vous demande de justifier la représentativité des réacteurs retenus au regard des différentes conceptions.
Demande 7 : Je vous demande de lister les zones en acier austénitique du circuit primaire principal des différents types de réacteurs et de justifier le choix des zones qui feront l'objet d'un contrôle.
Demande 8 : Je vous demande de vous positionner quant à la réalisation de contrôles à proximité des « bouchons[21] radio » et des autres discontinuités géométriques.
Demande 9 : Je vous demande, sur la base des informations contenues dans les RFF[22] et des connaissances actuelles, de vous positionner sur le lien entre les conditions de fabrication et le phénomène de CSC observé. En particulier, vous transmettrez une analyse détaillée de votre relecture des RFF et des conséquences que vous en tirez pour le programme de contrôle.
Demande 10 : Je vous demande d'identifier, pour l'ensemble des réacteurs concernés, les soudures en acier austénitique situées dans des zones susceptibles d'être affectées par le phénomène de CSC ayant fait l'objet de réparations. Vous analyserez l'influence de ces réparations et le cas échéant vous proposerez un programme de contrôle dédié à ces soudures.
Demande 11 : Je vous demande de justifier la stratégie consistant à limiter l'extension des contrôles aux seules soudures adjacentes à celles présentant des indications.

D. Programme d'expertise en laboratoire
Demande 12 : Je vous demande de compléter votre programme d'expertise afin de renforcer la robustesse des conclusions tirées sur la taille des défauts potentiellement présents sur les réacteurs de 1300 MW.
Demande 13 : Je vous demande de préciser les échéances de ces expertises.

E. Autres points
Demande 14 : Je vous demande de m'indiquer les dispositions envisagées pour maintenir la compétence des équipes chargées de l'exploitation des réacteurs arrêtés de manière prolongée.
Demande 15 : Je vous demande de mettre à jour ces deux notes[23]. Vous tiendrez compte, le cas échéant, des réponses aux demandes du présent courrier.

On voit que l'on est loin d'avoir expliqué le phénomène de façon satisfaisante ni d'en connaître l'ampleur sur les différents circuits concernés.

On note en particulier les demandes de l'ASN sur « *les zones en acier austénitique du circuit primaire (et la nature précise de cet acier), ainsi que* ***les méthodes de soudage utilisées*** ».
Voir les compléments techniques en 1.6.

[21] Dispositif (bouchon) permettant la radiographie panoramique d'une soudure pour une inspection en service.
[22] RFF : Rapport de fin de fabrication.
[23] Il s'agit des notes envoyées par EDF le 10 janvier 2022 concernant la gestion de la problématique ainsi que l'état des connaissances des défauts et du phénomène de corrosion sous contrainte constatés.

1.4.5 Lettre de l'ASN à EDF du 11 avril 2022[24]

Cette lettre rappelle d'abord les deux précédentes auxquelles EDF aurait répondu respectivement le 11 février et le 25 mars 2022 et précise que l'ASN a réuni le 11 mars son groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GPESN, ouvert aux membres du groupe d'experts pour les réacteurs).

Cette courte lettre se termine par :
« Enfin, lors de la revue de programme du 11 février 2022, vous avez indiqué que l'ensemble des zones qui seront identifiées comme concernées par la CSC sera inspecté au plus tard fin 2023 sur l'ensemble des réacteurs. Lors de la réunion du GPESPN du 11 mars 2022, vous avez indiqué que 9 réacteurs feront l'objet de contrôles en 2024.
Par courrier, vous indiquez également que votre objectif de déploiement d'une nouvelle doctrine de maintenance au 1er septembre 2022 ne vous apparaît plus atteignable. Je note que ces éléments remettent en cause votre stratégie précédemment établie et que les connaissances actuellement en cours d'acquisition vont également conduire à la faire évoluer. Je vous demande de mettre à jour, au plus tard pour le 13 mai 2022, votre stratégie de traitement de la problématique de CSC (contrôles, expertises destructives et réparations) de ***l'ensemble des réacteurs du parc en service*** *ainsi que votre note d'état des lieux des connaissances ».*

L'Annexe à ce courrier présente des demandes complémentaires sur les différents thèmes concernés.

A. Connaissance du phénomène

- Programme d'expertises destructives :
« Je note votre volonté de procéder à plusieurs expertises complémentaires. Vous veillerez à les réaliser dans un calendrier permettant d'acquérir prioritairement des informations sur les réacteurs de 900 MW et 1300 MW afin de compléter les connaissances disponibles sur ces types de réacteurs. Vous veillerez par ailleurs à acquérir des connaissances complémentaires sur l'ensemble des circuits possiblement concernés par la CSC ».

Programme de simulation numérique et essais sur maquette
« Je note que vous avez engagé des travaux de simulation numérique, de validation des modèles de simulation numérique et d'essais sur maquette. Ces travaux devront également porter sur les ***soudures*** *ayant fait l'objet de réparation. Vous veillerez à la représentativité de ce programme au regard des soudures rencontrées sur le parc et des éventuels procédés de réparation envisagés ».*
On constate que le programme de contrôle est extrêmement étendu et porte notamment sur les soudures.

B. Justifications mécaniques

« Je note que des études de justification de tenue mécanique sont en cours. Vous veillerez à prioriser ces études pour les réacteurs de 900 MW et de 1300 MW. Vous veillerez également à ce que ces études incluent, en plus de la résistance à la rupture brutale, les éléments permettant de justifier que les équipements présentent une résistance satisfaisante à l'apparition de tous les dommages mécaniques pris en compte à la conception (déformation excessive, instabilité plastique, fissuration progressive...) ».
Ce qui confirmerait le caractère multifactoriel du phénomène.

[24] CODEP-DEP-2022-014562

C. Analyses de sûreté

- Analyses des conséquences potentielles sur la sûreté

« *En application du principe de défense en profondeur, vous avez analysé les conséquences sur la sûreté de la rupture d'une ligne du circuit RRA de vos réacteurs de 1300 MW et N4.*
Je note que vous avez prévu de réaliser également, pour fin avril 2022, une analyse des conséquences sur la sûreté de la rupture complète de deux lignes RIS d'un réacteur de 1300 MW. Cette analyse devra permettre d'apprécier l'enjeu pour la sûreté de ces ruptures, notamment de mettre en évidence l'existence d'éventuels effets falaise ».

…

« Des analyses équivalentes devront également être réalisées pour les réacteurs de 900 MW, selon un calendrier que vous préciserez ».

- Contrôles à mener en cas de transitoires sollicitants

« Vous m'avez transmis une disposition transitoire (DT 392) qui est en application sur l'ensemble des réacteurs depuis le 1er avril 2022. Elle demande notamment aux sites la réalisation de contrôles visuels en cas de transitoires sollicitants pour le système RIS. Cette disposition s'applique aux réacteurs ayant des FSI[25] dont la relecture conduit à suspecter la présence de CSC, à savoir, les réacteurs 3 et 4 du Bugey, le réacteur B3 de Chinon, le réacteur 2 de Cruas, le réacteur 2 de Paluel, le réacteur 3 de Cattenom, le réacteur 2 de Saint-Alban et les réacteurs 1 et 2 de Flamanville. Plusieurs de ces réacteurs sont ou seront prochainement à l'arrêt ».

…

« Vous veillerez à réexaminer les contrôles à réaliser en cas de transitoire sollicitant les lignes RIS au fur et à mesure de l'évolution des connaissances et des moyens de contrôle, dans l'objectif d'identifier la propagation d'une fissure de CSC avant qu'elle n'engendre une fuite ».

D. Stratégie de contrôle des réacteurs

- Développement de nouveaux essais non destructifs (END) permettant de détecter ou caractériser les défauts de CSC sur site

Demande 1 : « *Lors de la mise en œuvre du procédé END « optimisé », je vous demande de justifier, notamment au regard des enjeux de radioprotection, le bénéfice à l'utilisation des capteurs de fréquence de 5 MHz et 10 MHz* ».

On note le souci réaffirmé sur la radioprotection des travailleurs chargés de ces contrôles.

Demande 2 : *« Au regard de l'importance de disposer, dans les meilleurs délais, d'un END permettant de caractériser la situation de l'ensemble des réacteurs du parc vis-à-vis du phénomène de CSC, je vous demande d'indiquer l'impact d'un retard éventuel de la mise à disposition de l'END amélioré sur votre stratégie, dont vous transmettrez une mise à jour d'ici le 13 mai 2022 ».*

- Choix des zones à contrôler : zones autres que RIS et RRA

« *Par courrier, je vous ai demandé de lister les zones en acier austénitique du circuit primaire principal des différents types de réacteurs et de justifier le choix des zones qui feront l'objet d'un contrôle. Vous n'avez pas encore transmis la liste des zones en acier austénitique* ».

On note l'extension probable du phénomène à d'autres équipements.

[25] FSI : Fiche de suivi d'indication

Demande 4 : Je vous demande de transmettre un échéancier des travaux d'acquisition de connaissances prévus sur les **zones en acier austénitique du CPP autres que celles des systèmes RIS et RRA** (expertises réalisées dans le cadre d'autres affaires, analyse du retour d'expérience...).
Demande 5 : Je vous demande de transmettre un échéancier de développement des essais non destructifs prévus sur les **zones en acier austénitique du CPP autres que celles des systèmes RIS et RRA.**
- Choix des zones à contrôler : discontinuités géométriques
« Par courrier, je vous ai demandé de vous positionner quant à la réalisation de contrôles à proximité des « bouchons radio » et des autres discontinuités géométriques.
Vous avez répondu par courrier que « le cas des bouchons radio sera pris en charge dans la stratégie de maintenance prévue pour une mise en application mi-2022. Un procédé d'examen sera mis à disposition spécifiquement pour la surveillance de ces zones ». Vous n'avez pas apporté d'élément concernant les autres discontinuités géométriques ».

Demande 6: Je vous demande de transmettre votre programme de travaux dédiés aux **discontinuités géométriques** (identification des zones, acquisition de connaissances, développements des END, prise en compte dans la stratégie de maintenance à venir...).
- Choix des zones à contrôler : extension des contrôles sur les réacteurs dont la relecture des FSI conduit à des recontrôles.
« *Plusieurs réacteurs font l'objet de recontrôles à la suite de la relecture des FSI. À ce jour, vous prévoyez d'expertiser les soudures dont le recontrôle confirmerait la présence d'indications, et d'étendre les contrôles aux soudures voisines selon la démarche prévue dans votre programme de maintenance.*
Je considère que, eu égard aux performances du procédé de contrôle historique, la confirmation de présence de CSC sur une soudure recontrôlée doit vous conduire à réinterroger la situation ***des autres soudures du réacteur*** ».
- Zones séparées
« *J'attire votre attention sur le fait que :*
- *un programme expérimental représentatif de soudures réparées permettant de valider les résultats obtenus par simulation numérique doit être considéré ;*
- *en fonction de la fiabilité des résultats établis sur la base de simulations numériques, la réalisation de contrôles sur site devra être envisagée, a minima par sondage, pour confirmer l'absence de dégradation* ».

Demande 7 : Dans l'attente des résultats, je vous demande de prioriser, parmi les soudures faisant l'objet d'expertises, celles qui ont fait l'objet de réparation.
- Visites décennales
« Je vous rappelle que l'article 15 de l'arrêté [7] prévoit que les contrôles prévus à la visite complète ont pour objectif de permettre de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des appareils et doivent être réalisés avant l'épreuve hydraulique ».
« Dans le cas où vous souhaiteriez reporter la réalisation des contrôles après la réalisation de l'épreuve hydraulique, une justification particulièrement étayée devra être fournie afin de justifier les bénéfices d'un tel décalage et de garantir l'absence de risque de défaillance de l'appareil et la sécurité pour les personnels réalisant l'épreuve hydraulique.
Par ailleurs, des connaissances suffisantes sur les réacteurs de type ***900 MW****, fondées notamment sur des expertises destructives, devront être transmises à l'appui de votre demande ».*
Remarque : Le 7 juin 2022, l'ASN a déclaré : « Il s'agit d'un événement sérieux et inédit, dont le traitement complet nécessitera plusieurs années.[26]

[26] Réunion du HCTISN du 7 juin 2022.

1.5 COMPLEMENTS TECHNIQUES

1.5.1 Soudage des matériaux des réacteurs à eau sous pression (REP)

Le soudage permet d'assembler des pièces de métal identique (par exemple deux morceaux de tuyauterie en alliage 316 L) à l'aide d'un métal d'apport qui permettra de relier ces deux pièces. Ce métal d'apport doit également être de la même matière que les pièces à assembler. Pour un soudage efficace, il faut d'abord une fusion des extrémités de chaque pièce avant de les assembler grâce au métal d'apport.

On distingue quatre types de soudage à l'arc :
- Avec électrode enrobée (procédé SMAW).
- Avec électrode de tungstène (procédé GTAW ou TIG).
- Avec fil-électrode fourré (procédé FCAW).
- Avec arc plasma (PAW), utilisé sur Civaux n°1 en1998.

Le soudage TIG (*Tungsten Inert Gas*) est une technique de soudage utilisant un arc électrique, une électrode en tungstène et un gaz inerte (ou neutre chimiquement). L'arc électrique est établi entre une électrode en tungstène et les pièces à souder. Un gaz neutre est projeté dans la zone de soudage pour protéger l'arc électrique, l'électrode, le métal d'apport et le bain de fusion de l'oxydation par l'air. Ce gaz neutre est en général de l'argon car il peut protéger tous les métaux en fusion. Ce type de soudage est destiné à la réalisation de travaux fins requérant une qualité de soudage parfaite.

Les procédés de soudage utilisés pour les circuits RIS et RRA sont[27] :
Passe racine en TIG (*Tungsten Inert Gas*), manuel ou auto.
Remplissage en :
- TIG auto (à plat en atelier)
- TIG orbital (sur chantier)
- Fil-flux (sous flux en poudre avec fil électrode, à plat en atelier)
- Électrodes enrobées, soudage manuel

1.5.2 Les aciers inoxydables austénitiques

L'acier, un alliage oxydable
L'acier est un alliage de fer et de carbone. Celui-ci, ajouté entre 0,02% et 2% transforme le fer en acier, ce qui rend le métal plus résistant et lui donne également une certaine souplesse. Au-delà de 3% de carbone, le fer devient de la fonte, ce qui rend le métal plus dur mais également cassant.

De l'acier à l'acier inoxydable
L'acier inoxydable est obtenu en ajoutant du chrome et du nickel : la teneur en chrome est au minimum de 10,5%, sa teneur en nickel d'environ 20% . La teneur en carbone doit être inférieure à 1,2%.
Il existe trois catégories d'acier inoxydable : les ferritiques, les martensitiques et les austénitiques (l'austénite est une solution solide de carbone et de fer que l'on rencontre comme constituant micrographique des aciers de cette catégorie).

[27] Source : IRSN, communication privée.

Les aciers austénitiques 316 et 316L

La composition de l'acier austénitique 316 est d'environ 17% de chrome, 10 à 12,5% de nickel, 2 à 2,5% de molybdène et 0,05% de carbone.

Le L de l'acier 316L signifie qu'il s'agit d'un acier faible en carbone (« *Low carbon* » en anglais) car il contient seulement 0,02% de carbone .

Lors de soudure à haute température, une substance dite « précipitation de carbure de chrome » se crée et par conséquent l'acier, bien qu'inoxydable, devient plus sujet à la corrosion. Le fait d'avoir un minimum de carbone dans la structure de cet alliage empêche la création de cette précipitation et donc l'acier 316L n'est pas soumis à la corrosion.

Les alliages utilisés pour les tuyauteries RIS et RRA des réacteurs d'EDF[28]

Les nuances utilisées pour les tuyauteries RIS et RRA sont les aciers inoxydables de type AISI 304L et 316L ainsi que des versions plus récentes de type RCCM, qui sont très proches des nuances 304L et 316L

Les compositions des nuances RCCM sont les suivantes :

Z2 CN 18.10, M3304 RCCM édition 2020 (proche AISI 304L)

C	Cr	Ni	Si	Mn	S	P	Cu	N2*
<0,030%	17-20%	9-12%	<0,75%	<2%	<0,015%	<0,03%	<1%	

Z2 CND 18.12 à azote contrôlé, M3304 RCCM édition 2020 (proche AISI 316LN)

C	Cr	Ni	Si	Mn	S	P	Cu	Mo	N2*
<0,03%	17-18 %	11,5-12,5 %	<1 %	<2 %	<0,015 %	<0,03 %	<1%	2-2,5 %	<0,08 %

* N2 : Azote. Les pourcentages sont en masse.

La proportion de bore n'est pas indiquée (voir 4.2.3).

D'après l'IRSN[29], pour les tuyauteries RRA et RIS, l'approvisionnement des coudes et tubes selon le RCC-M doit être conforme à la Spécification technique de référence (STR) M3304.

La teneur en bore maximale est inférieure ou égale à 0,0015% jusqu'en juin 2000. Et à 0,0018% après juin 2000.

1.5.3 La méthode de contrôle[30]

Contrôle par ultrasons

Le contrôle par ultrasons est une méthode de contrôle non destructif permettant la détection d'un défaut à l'intérieur d'un matériau, par la transmission et la réflexion d'onde de type ultrason.

Dans la pratique, on utilise un appareil portable muni d'un écran, un traducteur à appliquer avec un liquide couplant sur la pièce à contrôler et un opérateur certifié COFREND[31].

L'application de cette méthode au contrôle des soudures en acier austénitique des soudures des tubulures (RIS et RRA) pose des problèmes. En effet, on cherche des fissures qu'il faut reconnaître et localiser dans l'épaisseur du joint soudé, ainsi que dans sa périphérie et surtout en déterminer les dimensions pour en déduire si elles présentent un danger de rupture de la tuyauterie en fonction de leur évolution et de leur orientation.

[28] IRSN

[29] IRSN

[30] Voir aussi : https://www.olympus-ims.com/en/applications/improved-ut-inspection-austentic-welds/

[31] La COFREND est un organisme certificateur depuis 1978. L'activité de certification est accréditée par le Comité Français d'Accréditation (COFRAC) selon la norme EN ISO/CEI 17024 depuis octobre 1996 (accréditation N° 4-0007, portée disponible sur www.cofrac.fr). C'est cette accréditation, sur la base d'une ~~la~~ surveillance indépendante réalisée par le COFRAC, qui donne la garantie que notre organisme est conforme aux exigences d'impartialité et d'équité essentielles à réalisation de nos activités de certification

A ce stade, la démarche s'avère contrariée par des signaux ultrasonores dont on est incapable de dire si ce sont des défauts ou des « parasites » ou « artéfacts ».
Cette difficulté a des origines qui sont liées au matériau (acier inoxydable austénitique), au procédé de soudage (température, contraintes dues au fort gradient thermique, perturbations au niveau de la structure métallurgique (joints de grain).
Le passage obligé à une recherche scientifique appliquée à l'ensemble des origines de la réalisation de ces soudures s'impose, basée sur des techniques par ultrasons utilisant des images TFM[32] des défauts se substituant à l'opérateur manuel et à son analyse.
Les recherches mises en œuvre dans ce domaine pourraient peut-être fournir une méthode de contrôle fiable susceptible de dimensionner les fissures et autres défauts afin d'éviter les irradiations à répétition des opérateurs par son automaticité, sa mémorisation et sa pertinence[33].

Avis IRSN n° 2022-000666
Objet : EDF – REP – Corrosion sous contrainte des tuyauteries auxiliaires du circuit primaire principal. Analyse des procédés d'examen ultrasonore « optimisé.
- Les fissures constatées par l'examen métallurgique des tronçons suspects découpés de Civaux 1 confirment une CSC, alors que l'acier des lignes RIS est peu sensible à la CSC au contact du fluide primaire.
- Si le procédé d'examen par EDF « optimisé » de détection des « indications » devenait pérenne, l'IRSN considère qu'il devrait faire l'objet d'une qualification afin d'apporter toutes les garanties sur les performances réalisées.
- Les informations recueillies par EDF, dont les expertises métallurgiques montrent que le procédé de caractérisation des indications ne permet pas de caractériser de façon fiable une fissure de CSC. L'IRSN indique un certain nombre de difficultés dans ce domaine.
- L'IRSN émet de nombreuses réserves techniques sur la pertinence des examens complémentaires réalisés à des fréquences élevées (jusqu'à 5 à 10 MHz) et dans le but de discriminer une fissure d'une indication parasite et considère que la **multiplication des examens n'est pas en cohérence avec le principe d'optimisation de la dosimétrie des contrôleurs**.

On note le souci réaffirmé sur la radioprotection des travailleurs chargés de ces contrôles.

1.6 POINT DE L'INFORMATION FIN MAI 2022

1.6.1 Présentation à l'OPECST du rapport d'activités de l'ASN de 2021, le 17 mai 2022

Lors de la présentation par l'ASN de son rapport d'activités de 2021 à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques (OPECST), son président, Bernard Doroszczuk, en réponse à des questions, a donné des informations intéressantes sur la situation de « l'affaire des fissures » :
- Evènement inattendu, sérieux (risque de rupture entraînant une brèche du circuit primaire principal (CPP). Ce type de corrosion n'était pas envisagé sur l'acier inox (austénitique) des tuyauteries concernées.
- Potentiellement, l'ensemble du parc des réacteurs nucléaires d'EDF peut être touché.

[32] La méthode de mise au point totale !TFM) est une technique de réseau d'ultrasons qui est utilisée pour faitre une mise au point synthétique à chaque point d'une région d'intérêt.
[33] - Corentin Menard :« Imagerie ultrasonore dans des aciers anisotropes dont les propriétés élastiques sont incertaines : application au contrôle des assemblages soudés du domaine nucléaire. Traitement du signal et de l'image [eess.SP] ». Université Paris-Saclay, 2021. Français. NNT : 2021UPASG027. tel-03640890
-https://www.olympus-ims.com/fr/applications/improved-ut-inspection-austentic-welds/
- https://www.extende.com/fr/controle-par-ultrasons-avec-civa

- 12 réacteurs sont arrêtés de ce fait : les 4 du palier N4, 5 des 20 de 1300 MW (Penly1, Cattenom 3, Flamanville 1 et 2, Golfech 1), Bugey 3 et 4 et Chinon B3 du palier 900 MW. A venir sur Tricastin 3, puis 3 autres de 900 MW en visite décennale.
- Pour Chinon B3, pas de fissure détectée sur le RIS mais une sur le RRA.
- Sur les réacteurs contrôlés, 35 soudures ont été examinées, 105 le seront d'ici fin juin. Cela reste une proportion très faible.
- Impression générale : les fissures seraient moins importantes sur les 1300 MW que sur les N4 et ce serait encore plus vrai pour les 900 MW qui pourraient n'être finalement pas ou peu concernés.
- La cause principale de ces fissures serait la géométrie (contraintes liées au « design » de ces circuits) entraînant une « stratification thermique du fluide ». L'explication serait la « francisation » des filières 1300 MW et N4 par rapport aux 900 MW construits sur la stricte licence Westinghouse. En second ordre : les soudures. Mais il est beaucoup trop tôt pour donner une explication satisfaisante du phénomène.
- D'autres circuits seront vérifiés : le président de l'ASN parle du contrôle volumique (RCV) et de la ligne d'expansion du pressuriseur.
- Plus généralement, il parle de réparations, pas de modifications du design.
-Aucune mention n'est faite de l'EPR qui a probablement un design du même genre (voir les vibrations anormales sur l'EPR d'Olkiluoto).

1.6.2 Où en sont les contrôles, expertises, arrêts de réacteurs ?

Par relecture des contrôles réalisés précédemment, 6 réacteurs prioritaires ont été arrêtés : Flamanville n°2 (le 12 février 2022), Chinon n°3 (19 février), Flamanville n°1 (22 mars), Cattenom n°3 (26 mars)[34], Bugey n°4 (9 avril), Bugey n°3 (29 avril).
Des fissures CSC ont été trouvées sur le RIS de Cattenom n°3 (arrêt prolongé jusqu'au 14 août), l'arrêt de Flamanville n°2 a été prolongé jusqu'au 29 juillet et l'arrêt de Chooz n°2 prolongé jusqu'au 21 décembre.
EDF prévoit que vérifier l'ensemble des 56 réacteurs prendra « environ 2 ans ».
On trouvera en Annexe 3 les dates prévues pour les prochaines visites décennales des réacteurs des paliers N4 (1500 MW) et P4, P'4 (1300 MW).

EDF confirme cette situation dans son communiqué du 18 mai 2022 :
Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 :
« Douze réacteurs, actuellement à l'arrêt, sont concernés par les contrôles de corrosion sous contrainte (CSC) :

- *Le résultat des expertises métallurgiques réalisées sur des échantillons prélevés sur des tuyauteries des circuits auxiliaires des réacteurs de Civaux 1, Chooz 1 et Penly 1 a confirmé la présence de CSC à proximité de soudures des circuits RIS (circuit d'injection de sécurité) et RRA (circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt).*
- *Les contrôles et expertises réalisés sur Chinon B3 confirment l'absence de CSC sur le circuit RIS. La présence de CSC a été localisée sur une soudure du circuit RRA.*
- *Les contrôles et investigations se poursuivent sur les 8 autres réacteurs priorisés (Bugey 3, Bugey 4, Cattenom 3, Civaux 2, Chooz 2, Flamanville 1, Flamanville 2, Golfech 1) ».*

« EDF a défini un programme de contrôles pour l'ensemble du parc nucléaire :

- *En 2022, les réacteurs du palier 900 MW seront contrôlés dans le cadre de leur programme de maintenance décennal. Cela concerne les réacteurs de Tricastin 3, Gravelines 3, Dampierre 2, Blayais 1 et Saint Laurent B2.*

[34] Arrêt de Cattenom 3 à la demande expresse du gouvernement du Luxembourg.

- Le programme de contrôles des réacteurs du palier 1300 MW sera établi après l'intégration des enseignements tirés des expertises et contrôles en cours sur les circuits auxiliaires du réacteur de Penly 1. A ce stade pour 2022, EDF considère qu'il n'est pas nécessaire d'anticiper de nouveaux arrêts de réacteurs pour réaliser ces contrôles ».

Après avoir rappelé la situation des arrêts de réacteurs et les contrôles réalisés ou programmés, EDF déclare :

- « EDF a réalisé des contrôles par ultrasons, des expertises sur des échantillons de tuyauteries, des simulations numériques de soudage ainsi que des études pour calculer la vitesse de propagation de la corrosion sous contrainte.

- « A ce stade, ces analyses permettent à EDF de confirmer un développement lent de la corrosion sous contrainte et d'observer l'existence d'une zone de compression qui bloque l'évolution du phénomène ».

- « EDF a défini un programme de contrôles pour l'ensemble du parc nucléaire.

A ce stade pour 2022, EDF considère qu'il n'est pas nécessaire d'anticiper de nouveaux arrêts de réacteurs pour réaliser ces contrôles ».

- « La filière nucléaire fait preuve d'une mobilisation sans précédent pour remplacer les portions de circuits affectées par la corrosion sous contrainte sur les réacteurs concernés. EDF a lancé les approvisionnements en tubes et coudes avec des aciéristes européens. Les cadences de production ont été optimisées pour livrer les premières pièces de rechange avant l'été ».

- « L'ensemble de ces éléments conduit EDF à ajuster son estimation de production nucléaire pour 2022 à 280-300 TWh contre 235-315 précédemment ».[35]

1.6.3 Sur l'explication du phénomène

L'article de MONTEL du 19 mai 2022[36] apporte de informations complémentaires très intéressantes :

- ***Sur la suite des actions d'EDF***

« *EDF a révélé jeudi qu'elle arrêtera les réacteurs de 1300 MW de Paluel n°2, Penly n°2, Saint-Alban n°2 et Cattenom n°1 l'an prochain, alors qu'aucun arrêt n'était prévu jusque-là, pour vérifier si leurs tuyauteries auxiliaires au circuit primaire sont touchées par de la corrosion* ».

- ***Sur l'explication du phénomène*** par Régis Clément, directeur adjoint de la direction production nucléaire d'EDF :

« Aujourd'hui, ce qu'on a comme conviction claire, c'est que le design (des circuits auxiliaires) nous apparaît comme une cause prépondérante »

« La configuration des lignes d'un circuit d'injection de sécurité (RIS) sur un palier N4 (1500 MW), 1300 MW ou 900 MW est complètement différente».

« Plus le circuit est long (cas des N4 et 1300 MW, plus le phénomène de contrainte s'amplifie ».

- « Cela est dû au fait que l'eau du circuit primaire, plus chaude, pénètre dans le circuit RIS et se mélange à son eau plus froide, ce qui engendre des contraintes et, au final, de la corrosion ».

Il s'agirait alors d'une « stratification thermique », le liquide chaud et le liquide froid se superposant dans la tubulure, avec des écarts de température pouvant atteindre de l'ordre de 150 degrés C.

Cette dernière explication est très intéressante : c'est exactement celle qui a été donnée pour les évènements de 1998 qui ont conduit à remplacer des tronçons du circuit RRA sur tous les réacteurs du parc (voir chapitre 2).

[35] Il s'agit de la production nette. A comparer à 380 TWh en 2019 et 417 TWh en 2015.

[36] « Corrosion : EDF révèle les 4 unités qu'elle arrêtera en 32023 », Montel, 19 mai 2022.

De son côté, l'IRSN donne l'explication suivante[37] :
« Les fissures se situent au niveau du circuit d'injection de sécurité, qui permet de continuer à refroidir le réacteur en cas de brèche du circuit primaire : plus précisément, au niveau de sa jonction avec le circuit primaire ».
« La corrosion a d'ailleurs très probablement été activée justement à cause de cette proximité avec le circuit primaire. En effet, la température y avoisine les 300 °C, ce qui peut activer la corrosion ».
« Les défauts se situent à proximité de soudures, directement au niveau de la tuyauterie. Ils ne sont pas liés à l'âge du réacteur car présents notamment sur les réacteurs les plus récents du parc nucléaire, les N4, mais probablement liés au chargement mécanique qui s'exerce sur les soudures ».

1.7 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté les informations à notre disposition fin mai 2022, de la part d'EDF, de l'IRSN et de l'ASN, sur la « découverte » de ces fissures sur les circuits RIS et RRA d'un certain nombre de réacteurs.

Il apparaît tout d'abord que la « corrosion sous contrainte », citée à maintes reprises, est en fait un terme très vague qui peut s'appliquer à des phénomènes différents : « *la corrosion sous contrainte se caractérise par la fissuration d'un matériau… les contraintes sont liées aux opérations de fabrication et en particulier aux opérations de soudage…* ».

Le risque est sérieux : « *Si les défauts détectés sur les soudures évoluent, ils peuvent provoquer une brèche sur le circuit principal de refroidissement du réacteur. Le risque est donc de générer une situation d'accident nucléaire* ».

Le phénomène serait multifactoriel : « mécanisme de dégradation qui fait intervenir simultanément le matériau et ses caractéristiques intrinsèques, les sollicitations mécaniques auxquelles il est soumis et la nature du fluide qui y circule. Plus récemment : le facteur dominant serait la « géométrie » des circuits concernés et ensuite les soudages, tandis qu'EDF propose une nouvelle explication, la stratification thermique, comme origine principale des contraintes.

Ce sont les lettres de l'ASN à EDF le 1er février, 24 février et 11 avril 2022 qui, progressivement, montrent l'ampleur et l'extension du problème : concentration sur la question des soudages, contrôles sur les deux circuits de RIS et RRA sur tous les réacteurs et surtout « *la confirmation de présence de corrosion sous contrainte sur une soudure recontrôlée doit conduire EDF à réinterroger la situation des autres soudures du réacteur* ».
Enfin, on note, tant de la part de l'IRSN que de la part de l'ASN dans ses inspections, la préoccupation de la radioprotection des travailleurs intervenant sur les mesures de contrôle.
Tout cela, curieusement, sans aucune référence au passé, tant du point de vue de ce qui s'est passé à la fin des années 1990, que des nombreuses études et expérimentations que nous présentons dans les chapitres suivants.

[37] Interview de Olivier Dubois, directeur adjoint de l'expertise de sûreté à l'IRSN, dans Futura Sciences du 25 mai 2022 : https://www.futura-sciences.com/sciences/actualites/energie-nucleaire-moitie-reacteurs-parc-nucleaire-francais-sont-ils-arret-98669/

2. L'INCIDENT DE CIVAUX N°1 EN MAI 1998 ET SES SUITES

2.1 INCIDENT SUR LE REACTEUR DE CIVAUX 1 LE 12 MAI 1998

La première partie « Historique » du chapitre 4.2 du « Rapport scientifique et technique » de l'IRSN de 2005[38], nous donne une bonne description de l'incident en mai 1998 du réacteur 1 (1500 MW, palier N4) de la centrale de Civaux en mai 1998 qui sera classé au niveau 2 de l'échelle INES :

« *Nous sommes le 12 mai 1998. Le réacteur de Civaux 1 est en arrêt normal. La puissance résiduelle du cœur du réacteur s'évacue grâce au système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA), qui comprend deux voies redondantes. L'eau du circuit primaire, qui refroidit le cœur, est maintenue à une pression de 27 bars et à une température de 170 °C. C'est alors qu'une fuite de 30 m³/heure se produit sur l'une des voies du circuit RRA (**figure 1**). Cette fuite importante a été provoquée par une fissuration traversante (figure 2) au droit de la soudure longitudinale à l'extrados d'un coude situé immédiatement en aval d'un té de mélange reliant une ligne véhiculant de l'eau chaude (ligne de contournement de l'échangeur) à une ligne véhiculant de l'eau froide (ligne de sortie d'échangeur).*

Dans cette zone de mélange, le fluide chaud (QC) est injecté par la branche auxiliaire du té, à une température maximale de 180 °C, dans le fluide froid circulant dans la branche principale à une température voisine de 20 °C (Qqf) . La durée de fonctionnement cumulée à fort écart de température (écart de température ΔT supérieur à 80 °C entre les fluides chaud et froid) avait atteint 1 500 h. Les expertises ont révélé des dégradations dues à une fatigue thermique se traduisant par des fissures multiples et limitées en profondeur de type faïençage, ou des fissures isolées amorcées en racine de cordon de soudure. Des investigations menées sur les autres tranches du palier N4 (Chooz B1, B2, Civaux 2) ont montré que tous les tés de mélange des voies A et B du circuit RRA étaient affectés et qu'il s'agissait donc d'une dégradation générique. Une autre zone du circuit RRA, la zone de mélange de la ligne de débit nul, présentait aussi des fissurations de même nature. Selon les bilans des multiples expertises, la fatigue thermique dans les zones de mélange des circuits RRA était due à de nombreux paramètres comme les durées de fonctionnement à fort ΔT , les états de surface des différents composants, les régimes de fonctionnement. Les premières modélisations n'ont pas permis d'expliquer intégralement la localisation et l'ampleur des dégradations observées ».

La suite de ce document est analysée plus loin en 3.1.4

[38] https://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2005/Documents/F4RST05-4.pdf

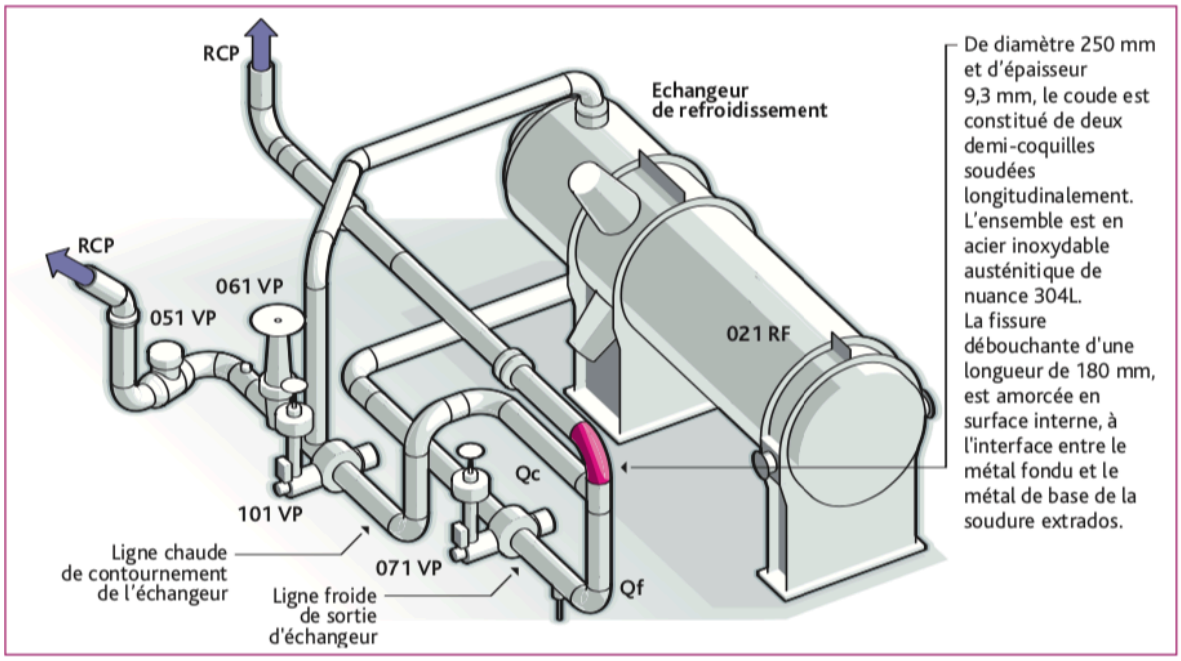


Figure 1 : Zone d'apparition de la fuite.

2.2 LA REPARATION DE L'ENSEMBLE DU PARC NUCLEAIRE 1998 – 2000[39]

« Une fuite est apparue le 12/05/98 sur un tronçon du RRA de Civaux 1; l'expertise du coude concerné a révélé une fissuration par fatigue thermique, due aux conditions de mélange défavorables entre le fluide froid et le fluide chaud.

La décision a été prise pour les quatre tranches du palier N4 de remplacer les zones de mélange à fort écart de température du circuit RRA et ***d'en améliorer la conception et la fabrication.***

En 1999, des remplacements de tronçons RRA ont été programmés sur 8 tranches des paliers 900 MW et 1300 MW. Pour 9 autres, le remplacement était conditionné aux résultats de l'expertise non destructive réalisée par ultrasons.

EDF a rencontré des difficultés d'enclenchement de certaines interventions, des retards dans le déroulement des chantiers (le chantier de Chinon B2 a dû être reporté), liés essentiellement à un manque de ressources disponibles et une dosimétrie enlevée : au final, 16 interventions ont pu être réalisées en moins de 6 mois, mais le bilan global s'est révélé très lourd sur la disponibilité (1,2 %).

En 2000, le programme de maintenance est plus important encore qu'en 1999 : 26 tranches ont subi une intervention ***sans contrôle préalable****, et 9 une intervention après contrôle. EDF a remplacé la totalité des tronçons RRA non remplacés en 1999 sur les 35 tranches qui se sont arrêtées en 2000.*
Vingt chantiers ont été réalisés en 4 mois, entre le 1er mai et le 1er septembre.
Ce programme a pu être respecté, tout en maîtrisant la qualité, grâce aux dispositions mises en œuvre à la suite du retour d'expérience des chantiers de 1999 : le programme de travaux a

[39] Annexe de l'article « Prise en compte des risques de fatigue dans le programme des maintenances des tranches REP », J. Dechelotte (EDF), P. Bordes (EDF), C. Pages (EDF), J.-M. Friedrich (EDF), 23 novembre 2000. Publication EDF, Division Production Nucléaire, D4008-27-02-STC/00.101.

été figé suffisamment longtemps en avance pour donner de la visibilité aux prestataires intervenants ; une démarche Alara[40] a été mise en œuvre pour limiter les doses reçues ; au sein de l'Unité Technique Opérationnelle, une équipe projet a été constituée.
Le bilan des chantiers 2000 a confirmé le bien fondé de ces dispositions : la durée programmée des interventions a globalement été respectée et la dosimétrie a pu être diminuée de 30 % par rapport à 1999.
Le report du chantier de Chinon B2 de 1999 en 2000 a permis la réduction de la dosimétrie d'un facteur 3, grâce à une optimisation des mesures de radioprotection et la mise en œuvre d'un dossier spécifique.

La charge de travail importante associée à un temps de préparation réduit et des ressources de soudeurs aux limites des capacités industrielles ont engendré, en permanence, un travail à flux tendu : consultation et passation des marchés, approvisionnement des pièces de rechange, préfabrications des tronçons, rédaction des dossiers d'intervention, réalisation de plusieurs interventions simultanément.
Le programme de remplacement des tronçons RRA se terminera en 2001 après les interventions sur les 3 dernières tranches.

Bilan des remplacements des tronçons RRA sur les paliers 900 MW et 1300 MW

	1999	**2000**	**2001 (prévision)**	**TOTAL**
Nombre de tranches	17 *	35	3	55
Coûts directs	60 MF	170 MF	15 MF	245 MF
Dosimétrie	1500 mSv	2500 mSv	175 mSv	4175 mSv
Impact sur le Kd	1,2%	0,65%	0	1 ,85%
Nombre jours d'arrêt	265 jours	135 jours	0	400 jours

***** Il y a alors 20 réacteurs de 1300 MW et 34 de 900 MW, soit un total de 54 réacteurs. Il y a donc eu très probablement l'arrêt d'un réacteur de 1500 MW (palier N4) en 1999 et non en 1998.
Le total du nombre de réacteurs de 900 et 1300 MW concernés doit donc être de 54 et non 55.

Les tronçons remplacés bénéficient de précautions destinées à retarder significativement l'apparition de la fatigue thermique, la cause profonde (mélange de 2 fluides à fort écart de température) ne pouvant être éliminée, compte tenu des délais impartis :
- l'état de surface des tuyauteries a été amélioré,
- des consignes strictes ont été données aux exploitants pour minimiser l'utilisation des circuits RRA dans des configurations pénalisantes,
- des contrôles périodiques par ultrasons seront réalisés toutes les 450 heures de fonctionnement du RRA avec un écart de température important.

On est surpris par la rapidité des travaux et les faibles conséquences sur la performance de production du parc.

Que se passera-t-il pour les défauts repérés en 2022 ?

[40] ALARA : « *As Low As Reasonably Achievable* », en français : «Aussi bas que raisonnablement possible » ; Expression utilisée en particulier pour le niveau de dose de rayonnement pour les travailleurs, souvent d'entreprises extérieures) qui vont intervenir en travaux de maintenance et dans ce cas précis pour les contrôles sur les soudures des tuyauteries. La formulation est suffisamment vague pour prêter facilement à des excès, d'où l'importance des inspections de l'ASN dans ce domaine.

2.3 LA PARTICULARITE DU CAS DE CIVAUX 1 EN 1998[41]

La référence en note de bas de page nous fournit l'information suivante :

« *Si la fissuration par fatigue thermique des zones de mélange des circuits RRA du palier N4 a été clairement mise en évidence et renseignée par les expertises, une question restait posée : pourquoi la voie A de Civaux 1 a présenté une fissure débouchante alors que les tranches de Chooz, avec un nombre d'heures de fonctionnement plus élevé, n'ont pas présenté de fissuration traversante ?*

La réponse à cette question est venue de l'analyse des différents paramètres investigués (fabrication, thermo hydraulique liée à la conduite du RRA). En effet, les spécificités de la voie A de Civaux 1 résident essentiellement en deux éléments.

Premièrement, à la fabrication, les coudes de Civaux 1 et 2, ont été assemblés par des soudures longitudinales dont la passe de racine a été réalisée par procédé plasma alors que leurs homologues de Chooz B1 et 2 ont été réalisées par procédé TIG. Il a été montré que le procédé plasma génère un cordon de soudure d'une grande régularité lié à une micro-géométrie du cordon légèrement plus défavorable (bourrelet légèrement plus prononcé). Ces éléments permettent un amorçage de la fissure sur une grande longueur comparativement à une racine réalisée par procédé TIG qui génère de multiples petits amorçages suivant les vagues de solidification.

Deuxièmement, l'analyse de l'historique de fonctionnement a montré que l'exploitation de la voie A de Civaux 1 est différente des autres voies du palier N4 dans le fait qu'elle fait ressortir des temps de fonctionnement importants avec des rapports 3 (p = rapport quantité de fluide "froid" / quantité de fluide total) supérieurs à 17% alors que les autres voies ne dépassent guère 15%. Or, les études ont montré que des valeurs de p proches de 17 à 20% sollicitaient plus l'extrados du coude alors qu'en dessous de 15%, l'essentiel de la sollicitation se situait au niveau des flancs du coude. Ces deux éléments ont permis de mettre en évidence les spécificités du coude de la voie A de Civaux 1 (amorçage sur une grande longueur et sollicitation plus importante) qui ont conduit à la ruine de ce matériel ».

Cet exemple confirme la complexité du problème puisque, pour chaque palier, voire chaque réacteur, il faudra connaître le dessin et l'alliage de la tuyauterie, le nombre de coudes et de soudures et la méthode de soudure afin de comprendre la nature du phénomène de fissuration.

Les demandes de l'ASN, dans sa lettre à EDF du 24 févier 2022 (demandes 7 et 10), confirment que ces questions sont toujours d'actualité.

2.4 CONCLUSION

Ce chapitre « historique » revient sur ce qui s'est passé en mai 1998 sur le réacteur 1 de la centrale de Civaux, de 1500 MW de puissance électrique nette (palier N4), peu de temps après son démarrage : une fuite importante d'eau se produit sur l'une des voies du circuit RRA, provoquée par une fissuration traversante. L'expertise du coude concerné a révélé une fissuration par fatigue thermique, due aux conditions de mélange défavorable entre le fluide froid et le fluide chaud. La même constatation a été faite sur les autres réacteurs du palier N4

[41] https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/32/048/32048981.pdf

mais d'autres fissures ont été constatées. Enfin, il apparaît que la situation de Civaux 1 était différente de celle des autres réacteurs N4, essentiellement du fait du procédé de soudure.

Alors que le phénomène n'était pas totalement élucidé (« *Les premières modélisations n'ont pas permis d'expliquer intégralement la localisation et l'ampleur des dégradations observées* ») la décision a été prise de remplacer des tronçons de RRA de 1998 à 2000***, un bon nombre d'entre eux curieusement sans contrôle préalable.***

On retient de cette expérience historique la complexité du problème : pour chaque palier, voire chaque réacteur, il faudra connaître le dessin et l'alliage de la tuyauterie, le nombre de coudes et de soudures, la méthode de soudure et la géométrie de la tuyauterie concernée afin d'expliquer la nature et la cause ou les causes de la fissuration, avec en première ligne la question du soudage.

Se pose aujourd'hui la question de la comparaison entre la situation des fissures détectées en 2022 sur les circuits de sauvegarde des réacteurs à celle de 1998, tant sur les circuits concernés que sur l'emplacement des tronçons découpés dans les deux cas et remplacés en 1998-2000, comme sur la nature des fissures et les causes présumées de leur apparition.

3. LA FISSURATION SOUS CONTRAINTE AUX ETATS-UNIS

Les réacteurs nucléaires d'EDF étant issus des réacteurs PWR de Westinghouse aux Etats-Unis, nous avons cherché si des évènements comparables s'étaient produits dans des réacteurs des centrales nucléaires américaines.

3.1 UNE SEANCE AU CONGRES EN 1975[42]

Le 5 février 1975, s'est tenue une longue une longue audition par le Comité de l'Energie Atomique du Congrès des Etats-Unis du président de l'Autorité de sûreté nucléaire (NRC : *Nuclear Regulatory Commission,* autorité indépendante qui venait d'être crée un mois avant) et de son équipe, ainsi que du représentant de l'association « *Union of Concerned Scientists* » (experts critiques sur la sûreté des réacteurs électronucléaires), sur la question des fissures détectées sur un certain nombre de réacteurs.
Le document indiqué en bas de page est très complet et intéressant car il montre que cette question des fissures par corrosion sous contrainte a été pris très au sérieux aux Etats-Unis.
Si les réacteur concernés par ce phénomène n'ont atteint d'après ce document que les réacteurs à uranium enrichi et eau bouillante (BWR), on constate à la lecture des 115 pages de cette audition parlementaire, accompagnée de nombreuses annexes, que les problèmes soulevés sont très comparables à ceux que rencontrent les réacteurs d'EDF en 2022, qu'il s'agisse du phénomène lui-même ou de la recherche des explications de son apparition.

3.1.1 Extraits du rapport d'audition par le Congrès

- Nous avons été quelque peu inquiets lorsque nous avons lu dans la presse qu'il était question de fermer 23 réacteurs à eau bouillante au motif que des fissures avaient été découvertes dans certaines tuyauteries.
  - Quelle est la cause de la fermeture ; quelle est la gravité réelle de la situation ; y aura-t-il oui ou non un redémarrage, et quand ; et quelles seront les conséquences pour le programme de réacteurs nucléaires ?
  - Un sénateur : "La question de savoir si l'énergie nucléaire est suffisamment sûre pour permettre la construction de 1000 réacteurs comme cela est envisagé dans un avenir proche est une question à laquelle il faut répondre avant - et non après - leur construction.
  - L'Agence indépendante, la NRC, a moins d'un mois d'existence, et elle a déjà fait sentir sa vigilance. La semaine dernière, elle a ordonné l'arrêt de près de la moitié des réacteurs nucléaires du pays parce que, dans l'un d'eux, des fissures sont apparues dans la conduite principale du système de refroidissement d'urgence du cœur.
  - Un sénateur : Le Président a fixé un objectif national de 200 centrales nucléaires supplémentaires dans les 10 prochaines années. C'est un objectif louable... Je suis sûr que le Président serait le premier à convenir que le développement nucléaire ne peut se faire au détriment de la santé et de la sécurité du peuple américain.
  - Le fait est qu'aucun membre du Congrès ne sait aujourd'hui avec certitude ce qu'est réellement la sûreté nucléaire et les garanties. C'est là le problème. Nous n'avons pas assez d'information.
  - L'*Union of Concerned Scientists* (UCS) affirme que le Conseil de sûreté de la Commission de l'énergie atomique n'a pas tenu compte de l'avertissement qu'il avait

42

https://books.google.fr/books?id=ofw3AAAAIAAJ&pg=PA22&lpg=PA22&dq=%22all+the+cracks+that+have+been+observed%22&source=bl&ots=T0NSn5KKOe&sig=ACfU3U3NXcG2UVyDLNQMQ--iQFClZ4Tu-A&hl=fr&sa=X&ved=2ahUKEwjU9rett5j4AhWKxIUKHUHWA2gQ6AF6BAgCEAM#v=onepage&q=%22all%20the%20cracks%20that%20have%20been%20observed%22&f=false

lancé il y a neuf mois concernant la rupture possible du tuyau du système de sûreté dans lequel des fissures ont été découvertes.

- Découverte, le 28 janvier 1975, à l'unité 2 de la centrale nucléaire de Dresden, de cinq fissures capillaires d'une longueur estimée entre un huitième et trois quarts de pouce, dans deux conduites de pulvérisation du cœur de 10 pouces de diamètre, près de l'endroit où elles pénètrent dans la cuve du réacteur. De petites quantités d'eau ont été observées sur la surface extérieure de la conduite. Même découverte dans des conduites de dérivation de 4 pouces de diamètre dans le système de recirculation du liquide de refroidissement de six réacteurs en ébullition. Le 30 janvier, la NRC a demandé aux exploitants de toutes les centrales nucléaires BWR d'inspecter la tuyauterie de refroidissement du cœur et d'autres tuyaux spécifiés dans les systèmes de refroidissement primaire et de secours du réacteur.
- Les fissures qui ont été trouvées dans les conduites de dérivation jusqu'à présent ont été réparées, ou les conduites ont été changées. Ces fissures sont dans un type particulier d'acier inoxydable austénitique qui est sensible à la corrosion sous contrainte.
- Le sénateur Glenn : Dans une situation comme celle-ci, il pourrait s'agir d'une soudure défectueuse, d'un matériau défectueux. Il pourrait s'agir d'une résonance installée dans le système qui n'a pas été analysée. Cela pourrait être une douzaine de choses différentes.
- En résumé, sur une période d'environ 4 mois, en réponse à ce programme d'inspection très intensif... les enquêtes menées par le fabricant et les titulaires de permis n'avaient pas encore permis d'identifier les causes.
- M. Anders, chef du NRC : "Nous ne savons pas précisément combien de temps il faut pour que les fissures se développent dans le tuyau".
- Dr Mason : Les fissures seront réparées, ou toute la ligne sera remplacée avant que l'usine ne soit remise en service.
- Cette affaire de corrosion fissurante sous contrainte est un phénomène qui préoccupe les métallurgistes depuis 20 ans.
- De petites fissures capillaires dans les tuyauteries en acier inoxydable austénitique des centrales électriques à eau bouillante ont été observées dès 1965.
- Le phénomène de fluide biphasé que l'on trouve dans le réacteur à eau bouillante, qui bout et se transforme en vapeur, semble rendre la chimie de l'eau plus difficile à maintenir sous un contrôle aussi étroit que dans un réacteur à eau pressurisée qui a un fluide monophasé dans le système.
- NRC : Dans la situation actuelle, cependant, les causes des fissures qui se produisent actuellement n'ont pas encore été déterminées.
- La Commission a été surprise. Nous ne nous attendons pas à trouver des fissures. Nous pensons que les systèmes ont été conçus et construits de telle sorte que l'apparition de fissures a une faible probabilité. Dans cette industrie, la fissuration est généralement un événement rare, et c'est une chose avec laquelle nous ne sommes pas tranquilles.
- Un sénateur : "N'y a-t-il pas une question de conflit d'intérêts ou d'intérêt personnel lorsqu'un exploitant d'une centrale nucléaire effectue sa propre inspection et risque la possibilité qu'elle soit arrêtée s'il divulgue tout dans cette inspection en supposant qu'elle soit défectueuse ?". M. Anders : Oui.
- Témoignage de Daniel Ford, *Union of Concerned Scientists*. Il a présenté une longue liste d'échecs en matière de sûreté des réacteurs nucléaires et les échanges avec le Congrès ont largement dépassé la question des fissures, avec de longues discussions sur le rapport de Rasmussen.

On peut constater à quel point les déclarations et remarques, tant des élus que des experts de la sûreté, sont proches de celles que l'on peut constater aujourd'hui en France, sur le même sujet.

3.1.2 Un Exemple d'échanges

Quand le sénateur Glenn, le célèbre astronaute américain, pose des questions pertinentes à l'Autorité de sûreté nucléaire des Etats-Unis, la NRC (Nuclear Regulatory Commission), représentée par le Dr. Mason et M. Anders, celui-ci étant le président de l'Autorité de sûreté, NRC, qui venait d'être créée juste un mois avant cette audition et avait déjà pris des mesures drastiques d'arrêt de réacteurs.

NRC ACTION TO SHUT DOWN NUCLEAR POWER-PLANTS FOR SAFETY INSPECTION

WEDNESDAY, FEBRUARY 5, 1975

CONGRESS OF THE UNITED STATES,
JOINT COMMITTEE ON ATOMIC ENERGY, AND
SENATE COMMITTEE ON GOVERNMENT OPERATIONS,
Washington, D.C.

Dr. MASON. All the cracks that have been observed have been in or very near to welds; either in or very close to the heat-affected zone of the welds. This is one of the points we are running down.

Senator GLENN. You would assume at this point it was a weld problem more than a pipe manufacturing problem?

Dr. MASON. As you said, sir, it could be a combination of weld condition, stresses, vibrations, and the like.

Mr. ANDERS. To get into more of the detail, some of the piping that had demonstrated cracks may have been furnace sensitized during the annealing of the reactor vessel, itself, which is made of a different material. One of the theories is that sensitization, like the heating around a weld joint, might have some contributory factor in this intergranular corrosion.

Senator GLENN. The reason I was asking was not to get overly technical in a hearing such as this, but I was concerned that if some of these things were occurring in some of this very specially made pipe, occurring in the mid of the run of pipe out here in the middle some place, we are in a lot deeper trouble and we are standing by for a lot more great big possible failures than if we are talking about a weld problem that happened at a particular type flux or material, whatever is involved in a weld, which we can check to make sure in future installations rechecking installations already in to make sure that the homogeneous character of that weld is proper from now on.

It is less trouble that way than a pipe problem which is a basic thing which would shut down everything.

Mr. ANDERS. It appears to be in the weld area.

Dr Mason. Toutes les fissures qui ont été observées se trouvaient dans ou très près des soudures ; dans ou très près de la zone affectée thermiquement des soudures. C'est l'un des points sur lesquels nous nous penchons.
Sénateur Glenn. Vous supposez à ce stade qu'il s'agissait plus d'un problème de soudure que d'un problème de fabrication de tuyauterie ?
Dr Mason. Comme vous l'avez souligné, il pourrait s'agir d'une combinaison de problèmes de soudure, de contraintes, de vibrations, etc.
M. Anders. Pour entrer plus dans les détails, certaines des tuyauteries présentant des fissures peuvent avoir été sensibilisées lors du recuit de la cuve du réacteur elle-même, qui est faite d'un matériau différent. L'une des hypothèses est que la sensibilisation, comme l'échauffement autour d'un assemblage soudé, pourrait constituer un facteur contributif à cette corrosion intergranulaire.
Sénateur Glenn. Si je posais cette question, ce n'était pas pour aller sur un terrain trop technique lors d'une audition comme celle-ci. Je m'inquiétais du fait que si certains de ces phénomènes se produisaient dans certaines de ces tuyauteries de fabrication très spéciale, quelque part au milieu de cette tuyauterie, nous aurions alors un problème beaucoup plus sérieux et nous devrions nous attendre à des défaillances potentielles plus importantes que si nous parlons d'un problème de soudure qui s'est produit pour un type de flux ou de matériau particulier, quels que soient les éléments impliqués dans une soudure, que nous pouvons vérifier pour nous assurer que, dans les futures installations, en revérifiant à l'avance, le caractère homogène de cette soudure est désormais correct.
C'est moins préoccupant dans ce cas qu'un problème de tuyauterie qui est quelque chose de fondamental qui entraînerait un arrêt général.
M. Anders. Il semblerait que ce soit dans la zone de soudure.

On trouve déjà les interrogations mises en évidence tout au long de notre rapport.
La question du sénateur Glenn est tout à fait pertinente : est-ce qu'il s'agit d'un problème de soudure, qu'il considère comme pouvant être traité assez facilement, ou bien de questions relevant de la conception (« géométrie ») ou d'autres contraintes.

3.2 DOCUMENTS DE L'AUTORITE DE SURETE NUCLEAIRE DES ETATS-UNIS (NRC)

Dr. Gregg Jaczko, ancien président de la NRC, nous a transmis un certainnombre de références de a NRC sur ce problème de fissures :
https://www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/pressure-boundary-integrity/weld-issues/news.html
et, concernant les réacteurs à uranium enrichi et eau bouillante (BWR) :
https://www.nrc.gov/docs/ML1300/ML13003A049.pdf

Quelques extraits du premier document :
- 16 novembre 2000 :
« *NRC Information Notice (2000-17), Supplement 1 - Crack in Weld Area of Reactor Coolant System Hot Leg Piping at V. C. Summer* ».
Fissure dans la zone de soudage d'un circuit de refroidissement.

- 14 décembre 2000 :
« *Nuclear Energy Institute (NEI) letter to NRC : Reactor coolant pipe cracking experience* ».
De la part de NEI, une lettre à la NRC sur les fissures dans les zones de soudage du circuit de refroidissement des réacteurs.

- 9 février 2001 :
« NRC Special Team Meeting with Summer Plant Officials to Discuss Hot Leg Weld Crack Findings".
Réunion NRC-Centrale de Summer sur fissures en zone de soudage.

Et :
https://www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/pressure-boundary-integrity/weld-issues/index.html

3.3 ETUDES

3.3.1 Nuclear Energy Institute (NEI)

« Reactor Coolant Pipe Cracking Experience »
Lettre de NEI à NRC[43] :
« *The U. S. nuclear industry has been following carefully the investigation of recently identified cracking in large diameter reactor coolant piping at the V. C. Summer plant in this country and at several foreign plants. The industry appreciates the potential significance of these cracks and crack-like indications. While the immediate attention of the NRC staff and South Carolina Electric and Gas is appropriately focused on the identification of the root cause, corrective action and repair of the V. C. Summer plant, the industry is taking steps to align its resources to address the potentially generic implications of these pipe cracks. This letter briefly describes our intent* ».
Et,
« The MRP [44] will coordinate and integrate the technical efforts of other industry organizations that will be involved. For example, Westinghouse Corporation, Framatome Technologies, the EPRI NDE Center and specialized experts have already provided direct support to the V. C. Summer staff. As more information becomes available, specific activities and participants will become more evident ».

" L'industrie nucléaire américaine a suivi attentivement l'enquête sur les fissures récemment identifiées dans les tuyauteries de refroidissement des réacteurs de grand diamètre à la centrale V. C. Summer dans ce pays et dans plusieurs usines étrangères. L'industrie reconnaît l'importance potentielle de ces fissures et des indications de fissures. Alors que l'attention immédiate du personnel de la NRC et de South Carolina Electric and Gas est concentrée de manière appropriée sur l'identification de la cause profonde, les actions correctives et la réparation de la centrale V. C. Summer, l'industrie prend des mesures pour aligner ses ressources afin d'aborder les implications potentiellement génériques de ces fissures de tuyaux. Cette lettre décrit brièvement notre intention ".
Et,
" Le MRP coordonnera et intégrera les efforts techniques des autres organisations de l'industrie qui seront impliquées. Par exemple, Westinghouse Corporation, Framatome Technologies, le centre NDE de l'EPRI et des experts spécialisés ont déjà fourni un soutien direct au personnel de V. C. Summer. Au fur et à mesure que des informations seront disponibles, les activités et les participants spécifiques deviendront plus évidents ".

[43] https://www.nrc.gov/docs/ML0037/ML003779569.pdf
[44] MRP : EPRI-managed Materials Reliability Project.

3.3.2 MIT :

« Stress corrosion cracking », Nancy W. Stauffer, 19 décembre 2012[45] ».

« Nuclear power plants are designed for decades of operation. But finding materials that age well in the extreme environment inside an operating plant is difficult. A major problem is stress corrosion cracking, which combines chemical attack in the form of corrosion with stress from mechanical loads. "Corrosion causes a material to age in a particular manner and speed, and stress causes it to fracture after a certain period of time," says Bilge Yildiz, associate professor of nuclear science and engineering. "But when you have those two processes together, they interact, and both processes are accelerated." Worse still, the damage often is not obvious, so failure can be both unexpected and catastrophic. Stress corrosion cracking has been blamed for failing power plants, exploding natural gas pipelines, collapsing bridges, crashing airplanes, and more ».

« Les centrales nucléaires sont conçues pour des décennies de fonctionnement. Mais trouver des matériaux qui vieillissent bien dans l'environnement extrême d'une centrale en exploitation est difficile. Un problème majeur est la fissuration par corrosion sous contrainte, qui combine une attaque chimique sous forme de corrosion avec une contrainte due à des charges mécaniques. «La corrosion fait vieillir un matériau d'une manière et d'une vitesse particulières, et la contrainte le fait se fracturer après un certain temps», explique Bilge Yildiz, professeure agrégée de science et d'ingénierie nucléaires. "Mais lorsque vous avez ces deux processus ensemble, ils interagissent et les deux processus sont accélérés." Pire encore, les dommages ne sont souvent pas évidents, de sorte qu'une défaillance peut être à la fois inattendue et catastrophique. La fissuration par corrosion sous contrainte a été mise en cause pour la défaillance des centrales électriques, l'explosion des pipelines de gaz naturel, l'effondrement des ponts, les crashs d'avions, etc. ».

3.4 CONCLUSION

Nous retenons de ce chapitre 3 les éléments suivants :

1. Le 5 février 1975, s'est tenue une longue une longue audition par le Comité de l'Energie Atomique du Congrès des Etats-Unis du président de l'Autorité de sûreté nucléaire (NRC : *Nuclear Regulatory Commission,* autorité indépendante qui venait d'être créée unmois avant*)* et de son équipe, Autorité indépendante qui venait d'être créée un mois avant, ainsi que du représentant de l'association « *Union of Concerned Scientists* » d'experts critiques sur la sûreté des réacteurs électronucléaires, sur la question des fissures détectées sur un certain nombre de réacteurs.

2. Le rapport très complet et détaillé de ces auditions nous apprend que, à la suite de la découverte de fissures sur un circuit de sauvegarde d'un réacteur à uranium enrichi et eau bouillante (BWR), la NRC a ordonné l'arrêt des 27 réacteurs en fonctionnement de cette filière. Sur un certain nombre d'entre eux, la présence de fissures a été confirmée et les tronçons de tuyauterie concernés ont été soit réparés, soit remplacés.

3. De nombreuses études ont été consacrées aux Etats-Unis sur la compréhension de ce phénomène. Mais, comme cela transparaissait déjà dans les échanges de 1975, sans résultat probant, sinon probablement sa nature multifactorielle, avec au premier rang la qualité des soudages ainsi que la géométrie des circuits concernés.

4. Enfin, on est frappé de constater la similitude des interrogations et incertitudes manifestées en 1975 aux Etats-Unis et celles que nous pouvons constater en France en 2022.

[45] https://energy.mit.edu/news/stress-corrosion-cracking/

4. ETUDES ET RECHERCHES SUR LA CORROSION SOUS CONTRAINTE

Si le peu d'information fournie par EDF lors des incidents de 2021-2022, mis à part des propos rassurants, les commentaires quelquefois sévères de l'ASN sont essentiellement des demandes adressées à EDF. L'IRSN présente bien le phénomène de la corrosion sous contrainte et ses risques pouvant aller jusqu'à l'accident grave, mais ne fait qu'allusion à ses recherches, pourtant importantes et anciennes, comme d'ailleurs celles du CEA, d'EDF et de Framatome.

4.1 LES RECHERCHES ET INFORMATIONS DE L'IRSN

En remontant le temps, les références sont nombreuses.

4.1.1 Rapport IRSN « Eléments de sûreté nucléaire - Réacteurs à eau sous pression », 2020[46]

Le paragraphe 27.5.2, page 804 traite de la fatigue thermique du réacteur n°1 de Civaux … en mai 1998 ! Ce chapitre ne fait d'ailleurs que reprendre le paragraphe 10.1.1, page 138 du rapport de 2017 : « Etat des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs sous pression »[47] :

- « *Le mécanisme de fatigue thermique peut être résumé de la façon suivante : face à des variations de température, les matériaux se dilatent ou se contractent. Mais ils ne peuvent pas le faire librement, cela génère des contraintes. Si celles-ci sont répétées un très grand nombre de fois, un endommagement par fatigue thermique peut apparaître* ».

Cette dernière phase est surprenante car la fuite sur Civaux 1 s'est produite après seulement 1500 heures de fonctionnement après son démarrage (voir 2.3).

- « *Le phénomène de fatigue thermique dans les zones de mélange n'avait pas été prévu lors de la conception des réacteurs à eau sous pression* ».
- « *Les contrôles par ultrasons menés à partir de 1999 sur l'ensemble du parc des réacteurs électronucléaires ont montré qu'il s'agissait d'un problème générique : toutes les tuyauteries examinées présentaient des fissurations. Cela a conduit EDF à remplacer les zones de mélange des circuits RRA* ***sur la totalité du parc****, en apportant des améliorations visant à réduire la sensibilité à la fatigue thermique (notamment un arasage des soudures)* ».

Bis repetita non placent *: **vingt ans après, est-on dans la même situation et l'explication est-elle connue ?***

Remarque :

Il est également intéressant de rappeler que, début septembre 2020, l'autorité de sûreté finlandaise, STUK, a confirmé que les soupapes de sûreté de l'EPR Olkiluoto 3 présentent des fissures dues à la corrosion et devraient être remplacées.

D'après Framatome, ces dommages seraient causés par la **fissuration sous contrainte**.

Une fuite sur ce type de soupapes, installées sur le pressuriseur des réacteurs pour évacuer la pression du circuit primaire pourrait provoquer la rupture de ce circuit.

L'IRSN a publié plusieurs avis sur la question des soupapes du pressuriseur[48].

[46] https://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/collection-ouvrages-IRSN/Documents/Element%20sûreté%20REP%20chapitre%2027.pdf

[47] https://www.irsn.fr/FR/Larecherche/Actualites_Agenda/Actualites/Documents/RDreacteurs_WEB_NetB.pdf

[48] Dont en particulier : Avis n° 2021-00049 n°2018-00029 (paragraphe pressuriseur).

4.1.2 Avis IRSN 2020-00176 du 6 novembre 2020[49]

Où l'on parle de la corrosion sous contrainte (CSC), dès les années 1970 :
« *Le retour d'expérience d'exploitation (REX) des centrales nucléaires a mis en évidence, dès les années 70, le risque de fissuration par corrosion sous contrainte (CSC[50]) de certains alliages à base de nickel des tubes des générateurs de vapeur des réacteurs à eau sous pression (REP). La découverte, en septembre 1991, d'une fuite sur un adaptateur du couvercle de la cuve du réacteur n° 3 du Bugey, pendant l'épreuve hydraulique décennale, a confirmé ce risque. Cet événement a montré que la CSC des alliages à base de nickel peut mettre en cause à terme l'intégrité[51] des composants des circuits primaires principaux (CPP) des REP. EDF a alors mené un vaste programme de compréhension du phénomène de CSC des alliages à base de nickel. En effet, EDF a évalué le risque de fissuration des divers composants du CPP, développé et mis en œuvre des examens non destructifs (END), ainsi que des réparations ou des changements de composants lorsque nécessaire.*
Dans ce cadre, EDF a transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) un dossier de caractérisation des « zones en Inconel™[52] » du CPP, qui présente notamment la synthèse des études d'EDF, du REX d'exploitation des REP en France et à l'étranger et les dispositions de surveillance en service. Par la saisine en référence [1], l'ASN demande à l'IRSN d'expertiser ce dossier, en particulier la stratégie de maintenance proposée par EDF. L'ensemble des points traités par l'IRSN est présenté aux paragraphes suivants ».

La note comprend les parties suivantes :
- Contexte et description du dossier.
- Retour d'expérience international.
- Mise à jour des connaissances relatives aux matériaux.
- Evolution de la méthode d'évaluation du risque de la CSC.
- Examens non destructifs (END).
- Stratégie de maintenance des pénétrations en fond de cuve (PFC).

En conclusion :
« *EDF a mené un travail conséquent de révision de son dossier « Zones en Inconel ». Cependant, à l'issue de son expertise, l'IRSN estime que ce dossier nécessite des compléments qui visent notamment à mieux caractériser et analyser le REX[53], à mieux définir les vitesses de propagation de la CSC des alliages à base de nickel, à rechercher l'exhaustivité quant au risque de dégradation en service tant des alliages de type 600 que 690, ainsi qu'à renforcer les examens non destructifs. Pour ce qui concerne la stratégie de maintenance afférente, l'IRSN considère qu'elle est globalement acceptable, mais n'est pour autant pas suffisante pour prévenir tout risque de fuite ou de rupture des PFC. À ce titre, l'IRSN considère qu'EDF doit notablement réduire la périodicité de contrôle des PFC qui est actuellement de 10 ans* ».

[49] https://www.irsn.fr/fr/expertise/avis/2020/documents/novembre/avis-irsn-2020-00176.pdf
[50] Ici : La corrosion sous contrainte résulte de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique de tension et d'un milieu agressif vis-à-vis d'un matériau sensible. Elle se traduit par de la fissuration du matériau.
[51] Intégrité d'une barrière (Guide n° 22 de l'ASN) : absence d'altération irréversible d'une barrière remettant en cause l'efficacité prévue dans la démonstration de sûreté nucléaire.
[52] Inconel™ est une marque déposée de Special Metals Corporation désignant divers alliages de métaux, particulièrement à base de nickel. La marque est utilisée comme préfixe pour environ 25 alliages.
[53] REX : Retour d'expérience.

4.1.3 Avis IRSN n° 2012-00288 du 27 juin 2012

Sur le réacteur Dampierre 4 en visite partielle en mai 2012.

- « Lors de l'arrêt pour visite partielle (VP 28) en mai 2012, les examens réalisés par ultrasons ont révélé la présence d'une zone d'indications multiples, correspondant à un réseau de fissures, en amont de la soudure de la branche froide du té de mélange du circuit RRA ».

- « EDF considère donc que le maintien des défauts ne présente pas de problème de sûreté pour le cycle à venir et propose de reporter l'intervention de remplacement au prochain arrêt en 2013. EDF signale également privilégier ce report pour des raisons de radioprotection et de disponibilité des intervenants ».

- « L'IRSN rappelle que le traitement recommandé en cas de découverte de défaut est en premier lieu la réparation puisque « les fissures doivent être éliminées sauf justification spécifique appropriée » selon le RSE-M ».

*- « L'IRSN souligne ensuite que les conditions d'amorçage et de propagation des dommages liés à la fatigue thermique restent mal maîtrisées et qu'il subsiste de fortes incertitudes sur les paramètres conduisant à l'apparition d'un réseau de faïençage et à la propagation de fissures isolées. L'IRSN rappelle que les résultats des premières expertises réalisées par EDF sur le palier 900 MW et 1300 MW après l'incident de Civaux 1 l'avaient conduit initialement à considérer que les dommages de fatigue thermique resteraient superficiels sur ces paliers, contrairement au palier 1500 MW. Les expertises faites ultérieurement avaient néanmoins montré des fissures atteignant 30% de l'épaisseur sur le palier 1300 MW, dont une quasi traversante sur la tranche 2 de Saint Alban. EDF retient dans le cas de la tranche 4 de Dampierre une cinétique « enveloppe » de 2 mm/1000 h alors que sur cette tranche des fissures inférieures à 2 mm sont apparues en 400 heures**. D'une manière plus générale, l'IRSN considère que le retour d'expérience des tronçons déposés ne permet pas de bâtir une cinétique, car la dégradation n'est pas suivie au cours du temps ce qui ne permet pas de distinguer le temps d'amorçage de la propagation proprement dite** ».*

« La découverte d'indications sur le té de mélange du RRA de la tranche 4 de Dampierre en mai 2012 fait suite à celle sur le même té de mélange de la tranche 1 de Cruas en juillet 2011. Il s'agissait là de défauts isolés peu étendus et très vraisemblablement de profondeur très réduite. L'IRSN a accepté à l'époque un report d'un an pour la dépose de ce tronçon. Les résultats de l'expertise de ce tronçon ne sont pas encore connus à ce jour. ***Force est donc de constater qu'une dizaine d'années après le changement de tous les tés*** *de mélange RRA et malgré les améliorations de dispositions constructives mises en place (soudure arasée, meilleur état de surface****), la fissuration de ces tés de zone de mélange n'a pu être éliminée et présente même un début de caractère générique sur le palier 900 MW*** *».*

Le même risque n'est-il pas présent en 2022 ?

Recommandation n°1 : L'IRSN recommande qu'EDF procède au changement du té de mélange du circuit RRA au cours de l'arrêt en cours.

Recommandation n°2 : l'IRSN recommande qu'EDF applique à l'avenir une politique de maintenance volontariste pour être en mesure de remplacer immédiatement les tés de mélange à la suite de contrôles ayant détecté des défauts tels que ceux rencontrés sur la tranche 1 de Cruas puis sur la tranche 4 de Dampierre.

4.1.4 IRSN, Rapport scientifique et technique 2005

Le chapitre 4.2 de ce rapport déjà cité en 2.1 s'intitule : « Fatigue thermique des zones de mélange »

L'introduction : « *La méthode d'analyse standard de la fatigue thermique ne* ***permettant ni de prévoir ni d'expliquer*** *les endommagements observés, l'IRSN a engagé un programme de R&D en collaboration avec le CEA avec l'objectif de mieux cerner les conditions d'apparition du mode de dégradation particulier observé* ».

Nous sommes au cœur du problème.

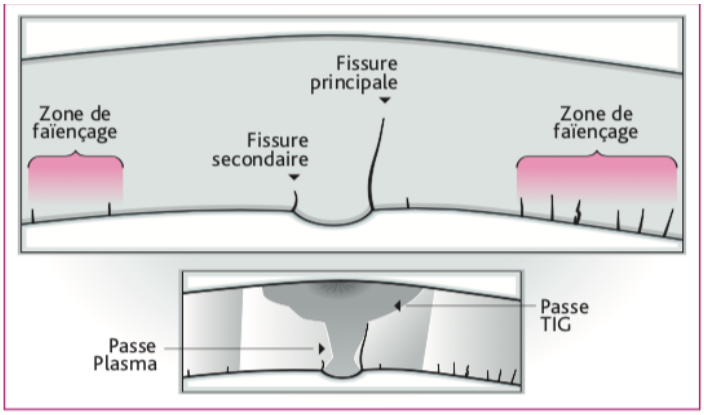


Figure 2 : Coupe macrographique de la soudure extrados du coude RRA de Civaux 1.

Nous retiendrons un passage de ce document :

« Une étude de propagation de fissure a été réalisée en complément de l'analyse des contraintes. Les sollicitations conduisent pour les parties minces (extrados et sortie du té) à une propagation très rapide jusqu'au percement. En particulier, à l'extrados du coude, une fissure amorcée en surface interne traverse la totalité de l'épaisseur en 500 heures environ. Ce résultat important met en évidence que les sollicitations thermiques sont suffisantes pour obtenir une fissure traversante. Les calculs montrent pour les parties épaisses que la propagation s'arrête pour une profondeur de la fissure de l'ordre de 6 mm Finalement, les calculs sur la configuration avec les quatre coudes mettent en évidence comment des instabilités d'écoulement engendrent des fluctuations thermiques suffisantes pour endommager la structure ».

Et sa conclusion :

« Le travail de R&D engagé par l'IRSN en collaboration avec le CEA a montré que les sollicitations thermiques, concernant le té de mélange du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt de Civaux 1, sont suffisantes pour amorcer puis propager rapidement des fissures. Ces sollicitations sont associées aux turbulences de l'écoulement, dans la zone du té de mélange, qui se manifestent par des battements à basse fréquence observés au niveau du té de mélange et du coude. ***Des calculs ont montré que le tracé de la tuyauterie a une influence déterminante sur ces sollicitations, aussi bien en amont qu'en aval de la zone de mélange****. Les résultats des calculs thermomécaniques couplés à des calculs de thermo hydraulique permettent d'expliquer la fissuration traversante de la paroi du té de mélange observée lors de l'incident de Civaux 1. Des essais réalisés par le CEA à la demande de l'IRSN ont montré que seules des variations de contraintes thermiques peuvent être à l'origine d'un réseau de fissures de type faïençage. Ce même chargement peut faire propager certaines fissures jusqu'à les rendre traversantes. La présence d'un joint soudé est favorable à une apparition plus rapide des premières fissures. Les résultats de ces actions de R&D apportent des éléments de réponse aux interrogations de l'IRSN sur les risques d'occurrence*

de dégradations similaires, au sein des nombreuses autres zones de mélange des circuits importants pour la sûreté (IPS) de l'ensemble des tranches du parc électronucléaire français. Si l'écart de température entre les deux fluides entrant dans une zone de mélange est fondamental au regard de l'endommagement par fatigue thermique de la structure, la connaissance des configurations thermo hydrauliques de mélange l'est tout autant ».

4.2 REFERENCES DU GSIEN

La Gazette Nucléaire n°296 d'avril 2022[54] Dans la Gazette Nucléaire n°296, le Dossier GSIEN « *Corrosion générique sous contrainte de l'acier inoxydable* » présente les principales informations en provenance des instances officielles ainsi qu'une première analyse : *« Le point avec les experts* »,.

Lire des références très intéressantes dont voici quelques extraits.

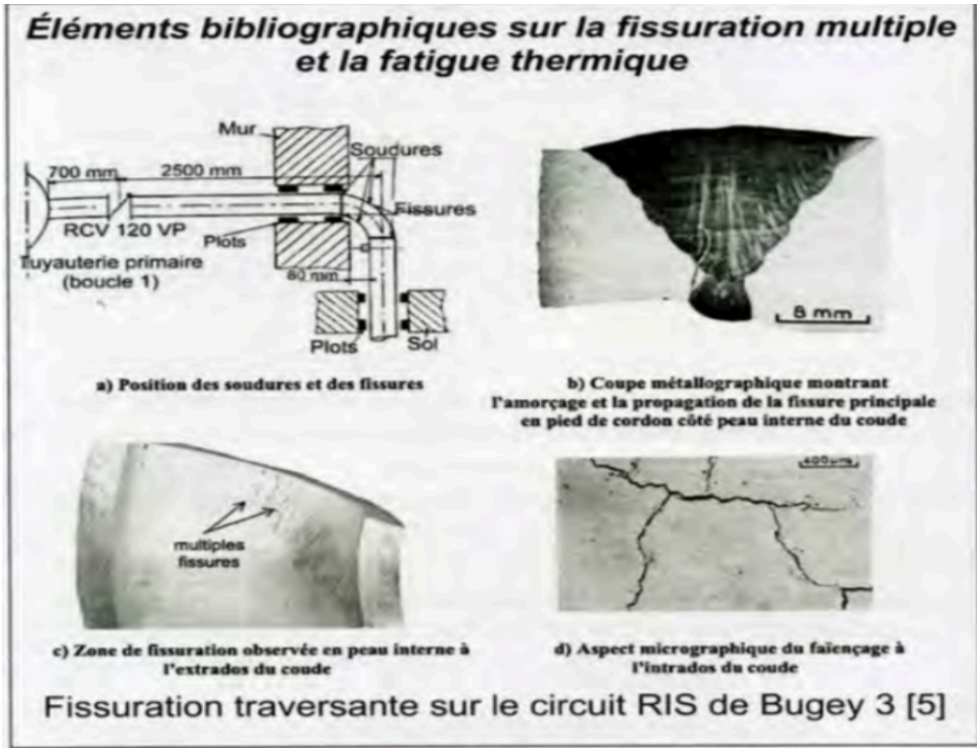
4.2.1 EDF- Centre de production nucléaire du Bugey – Rapport annuel d'information 1983

« Le 11 novembre 1983, à l'occasion d'un arrêt pour contrôle du temps de chute des grappes, il a été découvert une fissure traversante affectant une soudure de raccordement d'une portion de tuyauterie du circuit d'injection de sécurité (RIS), en branche chaude de la boucle n°1 du circuit primaire. Après son remplacement, le tronçon défectueux a été examiné au laboratoire du service des matériaux irradiés (SCMI). L'origine de cette fissuration est due à de la corrosion sous contrainte induite par des traces de soufre consécutives à une pollution de circuit par des résines lors des essais de démarrage ».
Voir la figure ci-dessous.

4.2.2 Rapport CEA-R-6041, 2004[55]

Fissuration d'un coude en acier inoxydable austénitique[56] du circuit d'injection de sécurité (RIS) du réacteur Bugey 3 :
« Une fuite a été détectée après 31 600 heures de fonctionnement sur un coude, dans un acier AISI 304. Deux fissures étaient présentes… ».
« L'expertise a conclu que la fissuration s'était produite en deux temps : fissuration par corrosion sous contrainte pour les deux premiers millimètres sous la surface interne, et, au-delà propagation par fatigue (présence de stries).
***La présence confirmée de chlore et de soufre surtout serait à l'origine d'un amorçage par corrosion sous contrainte** ; une instabilité de température avec des gradients de 90 à 100° C pendant les transitoires serait à l'origine de chocs thermiques. Ce faïençage et cette fissuration multiple seraient donc dus à deux phénomènes complémentaires ».*

[54] Dans la Gazette Nucléaire n°296, le Dossier GSIEN « Corrosion générique sous contrainte de l'acier inoxydable » présente les principales informations en provenance des instances officielles ainsi qu'une première analyse :« Le point avec les experts », voir 3.2.1 de cette note.
[55] « Amorçage et propagation de réseaux de fissures de fatigue thermique dans un acier inoxydable austénitique de type X2 CRNI18-09 (AISI 304L) ».
[56] Les aciers austénitiques sont de loin les plus nombreux des aciers inoxydables, en raison de leur résistance chimique très élevée, de leur ductilité comparable à celle du cuivre. Les teneurs en éléments d'addition sont d'environ 18 % de chrome et 10 % de nickel. La teneur en carbone est très basse. Exemples : X2CrNi18-9, X2CrNiMo17-12-2.



4.2.3 CEA, « La corrosion dans les réacteurs à eau : phénoménologie, mécanismes, remèdes.

12 décembre 2008.

- « Parmi les diverses manifestations de la corrosion, la corrosion sous contrainte (CSC) est certainement l'une des formes les plus redoutées, ***dans la mesure où elle se traduit par une fissuration dont la phase de propagation peut être relativement rapide et intervenir après une phase d'incubation plus ou moins longue et exempte de tout signe précurseur****. De surcroît, elle se produit souvent dans des milieux peu agressifs. (…). Trois acteurs principaux sont donc en jeu :* ***le matériau, le milieu*** *(comme toujours en corrosion) et* ***la contrainte****.*
- « A la fin des années 90, un nouveau cas de fissuration par CSC a commencé à concerner les aciers inoxydables austénitiques, cette fois en milieu primaire de composition nominale, mais dans les cas où les matériaux apparaissent significativement écrouis[57] *»…*
Au CEA, plusieurs programmes ont été consacrés aux différents cas de fissuration pas CSC des aciers inoxydables austénitiques en partenariat avec les équipes d'EDF ».

On lira également avec profit l'article de Bella Belbéoch, alors ingénieur métallurgiste au CEA Saclay, dans La Gazette Nucléaire n° 171/172 de février 1999.

4.3 REFERENCES D'EDF, FRAMATOME

Outre celles déjà signalées certaines références d'articles sont intéressantes. Nous en avons choisi deux significatives.

4.3.1 Conférence de la SFEN du 17 novembre 2005

« Installations nucléaires : Technologies de réparation et de remplacement ».
- Modes de dégradation et maîtrise du vieillissement des tranches REP en exploitation[58]

[57] Ecrouir : Travailler un métal ou un alliage à une température inférieure à sa température de recuit et au-delà de sa limite d'élasticité, afin d'augmenter sa résistance à la déformation.
[58] R. Boudot, EDF/DPN

Page 8 *: « Les problèmes de fatigue rencontrés dans le circuit primaire des REP ne concernent qu'exceptionnellement les zones soumises à de grands cycles de contrainte, analysées lors de la conception et qui font l'objet d'une comptabilisation en service au titre de la surveillance. Ils concernent en fait essentiellement des endommagements locaux sous sollicitations complexes par fatigue à grand nombre de cycles (vibrations ou phénomènes thermo hydrauliques locaux) non détectés lors des essais de l'installation.*
Le premier cas est associé à la vibration de tuyauteries de petits diamètres insuffisamment supportées, sous l'effet des régimes d'écoulement des fluides et de phénomènes d'amplification par résonance mécanique selon la configuration du circuit concerné ; ces problèmes sont résolus par des aménagements de conception et par une plus grande attention lors de la mise en service des installations ou des modifications apportées.
Les autres cas sont dus à des sollicitations thermomécaniques :Fatigue thermique résultant de fuites d'eau froide d'un circuit, normalement isolé,vers le circuit primaire (cas de fuites de robinetterie du circuit d'injection de sécurité, par exemple) ;Stratification dans des bras morts ou entre deux organes d'isolement ;Fatigue thermique dans des zones de mélange eau chaude - eau froide (fissuration de barrières thermiques, ***coude RRA du palier N4, par exemple).***
Les problèmes sont principalement résolus en aménageant la conception des circuits ».

- Atténuation des dommages par traitement de surface[59]
Introduction :
« Ces trente dernières années, les dommages tels que la fissuration par corrosion sous contrainte en milieu primaire (PWSCC) ou la fatigue thermique ont été observés sur des composants de réacteur à eau pressurisée, dans les alliages à base de nickel (600 ou 182/82) ou dans les aciers inoxydables austénitiques (type 304L ou 316L). La fissuration par corrosion sous contrainte en milieu primaire a été observée dans des zones soumises à des contraintes élevées et la fissuration due à la fatigue est apparue sur des composants dont l'état de surface était plutôt mauvais. Plusieurs techniques de traitements de surface visant à se prémunir de, ou retarder, l'apparition de la dégradation existent. Certaines ont été appliquées sur des composants nucléaires et certaines sont toujours en cours de développement. Ce document examine en particulier certains exemples de méthodes visant à réduire les contraintes de traction en surface, voire à induire des contraintes de compression ou à améliorer l'état de la surface sur le composant dans les réacteurs à eau pressurisée ».
Conclusion : *« De nombreux exemples de dégradations sur des équipements de réacteur à eau pressurisée ont conduit à des arrêts prolongés et des réparations ou des remplacements d'urgence sur site.*
Ainsi, des mesures préventives ont été ou sont actuellement utilisées pour atténuer les dommages tels que la fissuration par corrosion sous contrainte en milieu primaire ou la fissuration par fatigue. Ce document a présenté l'état des techniques les plus courantes de traitement préventif qui ont un effet mécanique sur la surface (par exemple, le polissage, le grenaillage). Deux autres catégories de traitements préventifs existent mais n'ont pas été abordées : les revêtements assurant un isolement de la surface sensible de l'eau primaire (comme le revêtement de nickel par électrochimie ou le dépôt d'alliage 52 par soudage) et le contrôle du potentiel de corrosion par chimie ou électrochimie (par exemple, l'addition de zinc dans l'eau primaire ...).

[59] André Thomas – Marie-France Cipière , Framatome ANP.

Les techniques abordées dans ce document sont le polissage, le grenaillage par ultrasons, le grenaillage par jet d'eau et particules, le choc laser et le grenaillage par cavitation. Elles ont toutes un effet sur la surface : introduction de contraintes résiduelles de compression et/ou amélioration de la géométrie locale et la rugosité. Leurs mises en œuvre dépendent largement de la géométrie et de l'accessibilité du composant à traiter ; un grand nombre d'entre elles n'est pas efficace si une fissure a déjà commencé à apparaître. La possibilité d'effectuer un contrôle non destructif au cours des arrêts ultérieurs doit également être prise en compte. Certaines techniques sont actuellement utilisées ; cependant, la plupart nécessitent encore des efforts de développement. Il ***est nécessaire d'évaluer plusieurs techniques de traitement préventif, car une seule ne sera vraisemblablement pas applicable à tous les cas à traiter*** *».*

4.3.2 Articles du 23 novembre 2000 :

- Endommagement des installations

Article : « Endommagement par fatigue dans les centrales nucléaires : illustration par quelques cas rencontrés »[60].

Dans le Résumé :

« La fissuration par fatigue thermique des zones de mélange du circuit RRA du palier N4 a été révélée par la fuite d'un coude situé en aval du té de mélange de ce circuit sur le réacteur de Civaux 1. Les expertises ont rapidement montré que l'ensemble des zones de mélange des circuits RRA étaient affectées de fissuration par fatigue thermique amorcée en surface interne. L'origine des sollicitations est liée au mélange eau "chaude" (max. 180 °C) / eau "froide" (environ 30 à 40 °C) dans les tés. Le mélange n'étant pas parfait, l'alternance de "langues chaudes" et de "langues froides" viennent solliciter en fatigue la surface interne du té et de la tuyauterie en aval. Les expertises ont montré que les zones les plus sollicitées sont situées à proximité des soudures (pieds de cordon de soudure, zones de préparation de surface) et sont liées à des conditions de contraintes, voire de rugosités favorisant l'apparition de ces fissures. La stratégie de traitement de ce dossier a consisté en une ***modification du dessin du circuit principal*** *et à des améliorations de surface interne des tuyauteries ainsi qu'à une optimisation du temps d'utilisation de ce circuit ».*

Dans le texte, l'article explique les spécificités du cas de Civaux n°1 par rapport à ceux des trois autres réacteurs du palier N4 (voir 2.3).

- Inspection et maintenance

Article : « La prise en compte des risques de fatigue dans les programmes de maintenance des tranches REP »[61]. Trois cas principaux sont examinés, dont :

- La fatigue thermique à grand nombre de cycles :

- *« Cette dégradation est difficile à anticiper et concerne certaines zones présentant des fluctuations thermiques plus ou moins rapides et importantes : barrières thermiques des groupes Moto Pompes Primaires (900 MW »), tuyauteries RIS et RRA. Les contrôles et les remises en état, avec ou sans modification de conception / fabrication, sont longues, coûteuses et lourdes en dosimétrie (Cf. Travaux en cours sur les circuits RRA) ».*

[60] EDF Pole Industrie, D4008-02-STC/00.101 - O. Goltrant, EDF ; Y. Thebault, EDF ; M.F. CIPIERE, Framatome ANP.

[61] EDF Pole Industrie, D4008-02-STC/00.101 - J. Dechelotte, EDF ; P. Bordes, EDF ; C. Pages, EDF ; J/M. Friedrich, EDF.

- *« Rappelons à cet égard que la décision de réaliser une expertise par ultrason sur la zone de mélange du RRA de TRICASTIN 1 (lors de sa VD2) a été prise avant que ne survienne l'incident de CIVAUX 1 sur la zone de mélange équivalente ».*

4.4. AUTRES REFERENCES

Rapport CEA-R-6041, 2003, thèse de Mme Valérie Maillot[62] :
Amorçage et propagation de réseaux de fissures de fatigue thermique dans un acier inoxydable austénitique d type X2 CrNI18-09 (AISI 304 L).
En particulier, pages 34 à 39 le schéma des circuits de Civaux n°1 modifiés après 1998, ce qui n'a pas empêché la récidive de 2022.

La thèse de Mme Pauline Huguenin, ParisTech, décembre 2012
« Amorçage des fissures de corrosion sous contrainte dans les aciers inoxydables austénitiques pré-déformés et exposés au milieu primaire des réacteurs à eau sous pression »[63].

4.5 CONCLUSION

En remontant dans le temps, on s'aperçoit qu'il existe une littérature très nombreuse sur des études, des recherches et des essais sur les phénomènes de fissuration constatés en 2021 et présentés au chapitre 1, sous le terme très général de corrosion sous contrainte (CSC) la CSC sur des alliages à base de nickel.

Des avis et rapports de l'IRSN de 2020 rappellent les évènements de 1998 et **le remplacement des zones de mélange des circuits RRA sur la totalité du parc des réacteurs d'EDF.**
Toujours en 2020, un avis de l'IRSN signale la CSC sur des alliages à base de nickel.

La constatation de fissures sur Dampierre n°4 en 2012, des travaux du CEA en 2008 le rapport scientifique et technique de l'IRSN en 2005 sur « la fatigue thermique des zones de mélange », des articles d'EDF et de Framatome en 2000 et 2005, le rapport du CEA de 2004, le rapport d'information sur Bugey en 1983 et les articles de la Gazette Nucléaire du GSIEN en 1999 témoignent de l'existence de ce phénomène depuis longtemps et des efforts déployés, tant par les concepteurs que le constructeur, l'exploitant et l'organisme de recherche pour en fournir une explication satisfaisante.

On en retient le sentiment qu'aucune explication satisfaisante n'a été présentée, ce qui pourrait expliquer le silence sur cette longue liste d'évènements passés, de recherches et d'essais.

Ce qui est inquiétant est qu'il semble bien que l'on soit dans la même situation en 2022, ce qui pourrait remettre en cause la solution du découpage et du remplacement des morceaux de tuyauteries où une ou des fissures ont été détectées sans être assuré que cette opération, délicate et longue, soit la bonne solution, surtout si le dessin des tuyauteries concernées était la cause principale des fissures.

[62] Dans : 350822624.pdf
[63] Dans : 2012ENMP0069.pdf

5. LA FISSURATION PAR LIQUATION OU PAR SOLIDIFICATION

5 .1 FISSURATION PAR LIQUATION

La « liquation » est la séparation, par échauffement, de deux métaux alliés de fusibilités différentes. Certains auteurs pensent que les fissures qui sont apparues sur les circuits RRA et RIS peuvent avoir ce phénomène pour origine. On parle alors de « Fissures par liquation » (*Liquation cracking* en anglais).

La fissuration par liquation est présentée de la façon suivante dans l'introduction d'un article de 1980[64], en anglais, traduit par les auteurs de cette note.

« Fissuration par liquation pendant le soudage d'alliages d'aciers inoxydables et de nickel [65]»

« *La fissuration par liquation est un défaut qui peut se produire pendant le soudage par fusion soit dans la zone affectée par la chaleur dans le matériau de base,* ***soit dans le métal de soudure précédemment déposé lors d'un passage ultérieur****. Elle résulte d'une fusion localisée au niveau du grain ou d'une autre limite, combinée aux contraintes thermiques associées au soudage… La composition d'aciers inoxydables austénitiques ou d'alliages à forte teneur en nickel joue un rôle important ».*

Cet article de synthèse s'ouvre sur de brèves descriptions de la classification, de l'identification et des mécanismes de la fissuration par liquation.

Et la publication de 1992, en anglais également :

« Une évaluation de la susceptibilité à la fissuration par liquation de la zone affectée par la chaleur »[66].

« La fissuration par liquation en zone affectée par la chaleur (ZAT[67]) est un type de fissuration de soudure à haute température qui se produit dans la ZAT adjacente à la limite de fusion. Ce type de fissuration est souvent rencontré lors du soudage de divers alliages techniques. Il est particulièrement répandu dans les alliages à base de nickel et d'aluminium, ainsi que dans les ***aciers inoxydables austénitiques****.*

*La base métallurgique de la fissuration implique la présence et la persistance de films liquides aux joints de grains et l'incapacité de ces films à s'adapter à la contrainte induite thermiquement et/ou mécaniquement subie pendant le refroidissement de la soudure. Bien que les mécanismes précis de la fissuration par liquation ne soient pas entièrement compris, il est reconnu que la présence simultanée d'une microstructure sensible aux fissures et d'un niveau critique de contrainte est nécessaire pour favoriser la fissuration. Etant donné que le contrôle de la retenue des soudures est souvent difficile****, la réduction de la susceptibilité à la fissuration par liquation est normalement obtenue en ajustant la composition et la microstructure ».***

---

[64] « Liquation cracking during the welding of austenitic stainless steels and nickel alloys », J.L. Robinson and M.H. Scott.
The Welding Institute, Abington Hall, Abington, Cambridge CB1 6AL, U.K.
Nous n'avons pas eu accès à l'article complet.

[65] Ou « acier inoxydable austénitique, alliage fer-chrome –nickel, carbone inférieur à 0,1%.

[66] « An evaluation of heat-affected zone liquation cracking susceptibility, Part 1 : development of a method for quantification ». W. Lin, J.C. Lippod and W.A. Baeslack III, supplément de "The Welding Journal" (États-Unis), Avril 1993.

[67] ZAT ou HAZ (High temperature affected zone) en anglais.

5.2 THESE DE M. GIAI TRAN VAN[68]

Le phénomène de fissuration par liquation est présenté dans la thèse de M. Giai Tran Van, ***« Détermination d'un critère de fissuration à chaud par liquation en fonction de la teneur en bore et de sa localisation pour l'acier inoxydable austénitique 316L »***, **mai 2019**[69].

5.2.1 Le phénomène de fissuration à chaud (FAC)

« *De nombreux composants des REP sont réalisés en acier inoxydable austénitique 316L. Lors du soudage, ces composants peuvent être sensibles au phénomène de FAC. Les fissures peuvent avoir des conséquences néfastes dans le cas de soudure en milieux sensibles (par exemple, revêtement protecteur de cuve) si elles ne sont pas détectées avant la mise en fonction de la pièce soudée. Lorsqu'elles sont détectées, elles induisent des coûts supplémentaires de fabrication. Dans tous les cas leur présence pose des problèmes de sécurité qui les rendent non acceptables dans le domaine du nucléaire.*
En soudage, la FAC peut avoir lieu dans la zone fondue en cours de solidification mais aussi dans la zone affectée thermiquement (ZAT). Selon le mécanisme de FAC, la morphologie des fissures, la température à l'endroit où elles se produisent, leurs dimensions etc., on classe le phénomène de FAC en 3 catégories : FAC de solidification, FAC par liquation et FAC par manque de ductilité ([5]-[7]). En termes dimensionnels, les fissures à chaud s'étendent depuis les très petites fissures par liquation dont la longueur est inférieure à 1 mm (dans la ZAT ou dans les zones réaffectées par la chaleur des soudures multi-passes) jusqu'aux grandes fissures de solidification qui peuvent s'étendre sur la totalité de la longueur du joint soudé. En ce qui concerne les matériaux, le phénomène de FAC ne se restreint pas à une famille d'alliages en particulier mais peut apparaître dans les aciers inoxydables, les alliages à base nickel, les alliages cuivreux, les alliages d'aluminium, etc.
De manière générale, la FAC se produit lorsque la ductilité de la ZAT est insuffisante pour supporter les sollicitations mécaniques produites par le soudage. Ce manque de ductilité a pour origine plusieurs phénomènes qui permettent de classer la FAC en différents types que nous allons présenter par la suite en insistant sur la FAC par liquation, objet de cette étude ».

5.2.2 La fissuration à chaud par liquation

« *Les fissures apparaissent principalement dans la ZAT du métal de base proche de la zone de liaison. Elles sont localisées dans la partie de la ZAT dont la température appartient à une plage appelée plage de liquation. Cette plage de température se situe en dessous de la température de solidus du matériau en question. Elle dépend du type de matériau, de sa composition chimique, de la microstructure... etc.*

Le mécanisme de ce type de FAC est directement lié à l'hétérogénéité de répartition de certains éléments chimiques à l'échelle des grains. Pour les aciers inoxydables austénitiques, la FAC par liquation peut être associée à plusieurs éléments dont le niobium, le bore, le soufre et le phosphore. L'analyse de la littérature montre que l'origine de FAC par liquation est attribuée à la formation, lors des excursions à haute température, de films liquides intergranulaires impliquant une baisse de ductilité du matériau ([5]-[7], [9]). Ces films intergranulaires, fusibles à plus basse température que la matrice environnante, peuvent être formés suite à la ségrégation aux joints de grains de nombreux éléments d'alliage ou

[68] https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02134428/document
[69] Mécanique des matériaux [physics.class-ph]. Université de Bretagne Sud**.** Français.
NNT : 2018LORIS506 . tel-02134428.

d'impuretés ([11]-[13]). Cet enrichissement aux joints de grains abaisse alors la température de solidus locale. De même, la présence dans les joints de grains de composés fusibles ou formant avec la matrice une phase eutectique à bas point de fusion peut également être l'origine de la formation de ces films ([14]-[16]). On peut citer quelques-uns de ces composés : des sulfures dans des aciers ferritiques ou austénitiques, des carbures de type NbC dans des aciers inoxydables austénitiques et dans des alliages de nickel, ***des borures dans les aciers austénitiques*** *et des alliages de nickel, des phases Fe2Ti,etc.*

Dans ces conditions, la phase liquide peut alors apparaître localement à une température nettement plus basse que la température de solidus du matériau homogène et les températures atteintes en ZAT lors du soudage peuvent facilement permettre la formation de ces films liquides intergranulaires associée à une très forte chute de ductilité du matériau. En l'absence de contraintes de traction, l'alliage pourra néanmoins progressivement récupérer sa ductilité lors du refroidissement après solidification de ces films liquides. Cependant, dans les conditions standard de soudage, les efforts mécaniques subis par un point de la ZAT engendrés par les gradients thermiques, le retrait thermique et le bridage passent progressivement d'un état de compression en début de refroidissement à un état de traction en cours de refroidissement. Si le matériau ne récupère pas sa ductilité avant que les contraintes ne redeviennent en tension, les zones de fusion partielle peuvent alors donner naissance à des fissures à chaud dans la ZAT et assurer leur propagation [5]. En pratique plus la température de fusion locale est basse, plus le matériau ne récupère sa ductilité au refroidissement qu'à basse température et donc plus le risque de FAC par liquation est élevé ».

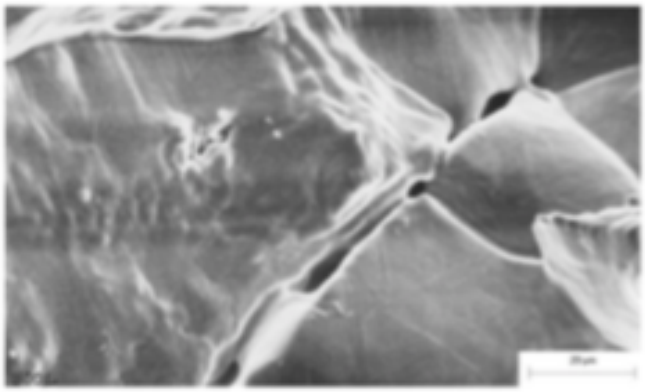


Figure I.2 : Ponts intergranulaires sur faciès de rupture par liquation d'un acier inoxydable austénitique [64]



Figure I.3 : Schéma de principe illustrant la FAC par liquation en soudage

5.2.3 Fissuration à chaud par liquation en fonction de la teneur en bore

Ce phénomène est le sujet précis de cette thèse.
On retiendra les éléments suivants.

Dans l'introduction générale

« Les matériaux soudés ont des compositions variables en fonction de leurs applications. En particulier, le bore peut être présent naturellement à une très faible teneur (une dizaine de ppm) dans les aciers mais il peut être également ajouté de façon intentionnelle dans les aciers inoxydables austénitiques pour améliorer certaines caractéristiques comme la résistance au fluage ou la capacité d'absorption des neutrons. Cependant, la présence du bore dans l'acier présente certains inconvénients. En effet, si la teneur en bore dans les aciers inoxydables austénitiques atteint un certain seuil, la résistance à la corrosion à haute température et la résistance à la fissuration à chaud (par opposition à la fissuration à froid qui apparaît à basse température et peut se produire jusqu'à plusieurs heures après le refroidissement des pièces lors du soudage) diminuent de façon significative. Afin de garantir la qualité des réalisations, des règles et procédures sont mises en place de manière à prévenir l'apparition de ces défauts.

De nombreux composants des équipements sous pression de centrale nucléaire sont constitués d'aciers inoxydables austénitiques tels que le 316L. Lors du soudage, si ces composants contiennent suffisamment de bore, ils peuvent être sensibles à la fissuration à chaud par liquation. Pour éviter tout risque de fissuration, le code de construction RCC-M (code français qui définit les règles de conception et de construction des matériels mécaniques des îlots nucléaires des Réacteurs à Eau Pressurisée) exige que la teneur en bore de ***tous les aciers inoxydables austénitiques destinés au soudage soit inférieure ou égale à 18ppm.*** *Lors de la fabrication d'un équipement sous pression, des tôles, des pièces forgées, usinées, etc.… sont commandées pour être ensuite assemblées par soudage.* ***La limite de 18 ppm de bore n'étant pas une exigence normative, elle n'est pas forcément respectée par les aciéristes, le bore n'est parfois même pas dosé.*** *Pour des tôles dont le bore n'est pas dosé, il est nécessaire de le faire. Si la teneur en bore est supérieure à 18 ppm, il y a ouverture d'une fiche de non- conformité. Cependant, le traitement de cette dernière est délicat car il n'est pas possible, en l'état actuel des connaissances sur l'influence de la teneur en bore sur la fissuration à chaud, de traiter ce problème simplement. Ainsi, on constate actuellement que même si un produit en acier inoxydable austénitique ne respecte pas la teneur en bore maximale prescrite dans le code, il est dans la grande majorité des cas soudable ».*

Le bore dans l'alliage 316L

« L'alliage d'acier inoxydable austénitique 316L, objet de notre étude, présente un ajout de molybdène et une plus grande teneur en nickel ce qui lui assure une meilleure résistance à la corrosion. Plus précisément sa composition standard est la suivante (%masse) : C 0,02% - Cr 16 à 18% - Ni 10,5 à 13% - Mo 2 à 2,5% - Si 1% - Mn 2% - P 0,04% et S 0,03%. D'autres éléments peuvent exister à très faibles teneurs tout en ayant une influence notable sur certaines propriétés de cet acier. Dans ce travail on s'intéresse au rôle tout particulier du bore ».

…

*« Pour éviter tout risque de Fissuration A Chaud (FAC) liée à la présence du bore, le code RCC- M (Règle de conception et de construction des matériels mécaniques des îlots nucléaires REP [1]) impose que la teneur en bore des aciers inoxydables austénitiques destinés au soudage soit limitée à 18ppm … **Si la teneur en bore est supérieure à 18 ppm, il y a ouverture d'une Fiche de Non-conformité (FNC)** ».*

…

« La baisse de résistance à la corrosion à haute température et le risque de FAC par liquation au-delà d'une certaine teneur en bore limitent son emploi dans les aciers inoxydables. En particulier, le risque de FAC par liquation est intimement lié à la présence de borures aux joints de grains lorsqu'une quantité excessive du bore est présente dans le matériau. En effet, plusieurs études ont mis en évidence le rôle néfaste du bore sur le phénomène de fissuration à chaud dans les aciers inoxydables (mais aussi dans les Inconels) via la formation au niveau des joints de grains de films enrichis en bore et d'eutectiques austénite / borures à bas point de fusion, la température de palier eutectique étant beaucoup plus faible que la température de solidus de l'acier sans bore ».

5.3 FISSURATION A CHAUD EN COURS DE SOLIDIFICATION

Le rapport CEA-5-5953 de mars 2001 est constitué de la thèse de doctorat de M. Nicolas Kerrouault : « **Fissuration à chaud en soudage d'un acier inoxydable austénitique** ».
Son introduction présente le phénomène de fissuration à chaud d'assemblages soudés et plus particulièrement la **fissuration en cours de solidification** qui est l'objet de cette thèse.
Nous reproduisons ci-dessous la première partie générale de cette introduction, la seconde étant consacrée à la présentation du contenu du rapport.

« L'aptitude à la mise en œuvre par soudage est un critère de première importance dans le choix d'un matériau de construction. L'opération de soudage par fusion d'un matériau est à la fois une opération d'élaboration, de fonderie et de traitement thermique, très rapide et très locale. Plusieurs types de défauts peuvent se former lors d'une opération de soudage. Leur nature dépend du matériau soudé, du procédé de soudage utilisé, des valeurs de paramètres imposés...
Dans les zones en cours de solidification (à l'état "pâteux"), deux principaux défauts peuvent être rencontrés : soit de la porosité, soit de la fissuration. Pour cerner a priori la soudabilité métallurgique d'un alliage, il faut donc entre autres, pouvoir évaluer sa sensibilité au phénomène de fissuration à chaud.
La fissuration à chaud est un phénomène rédhibitoire si elle se produit lors de la réalisation d'assemblages soudés. Certains matériaux (aciers inoxydables austénitiques, alliages à base de nickel) y sont particulièrement sensibles. Le phénomène de fissuration à chaud peut se produire pendant le soudage selon les conditions de sollicitations thermomécaniques et la sensibilité des matériaux concernés. Selon le procédé de soudage, la fissuration peut se produire dans la zone de dilution ou dans le métal déposé (celui-ci ayant en pratique une composition voisine du métal de base).
On distingue plusieurs types de fissuration à chaud:

- *la fissuration de solidification dans le cordon de soudure.*
- *la fissuration de liquation dans la zone affectée thermiquement (ZAT),*
- *la fissuration par chute de ductilité dans la ZAT.*

Les fissures se forment pendant le soudage lors du refroidissement à l'état solide ou à la transition liquide/solide. Les fissures sont des décohésions du matériau, se produisant le long

des joints de grains dans l'espace inter dendritique; elles sont donc intergranulaires. Dans le cas de la fissuration à chaud dans la zone affectée thermiquement, leur apparition est presque toujours liée à la présence d'éléments à bas point de fusion aux joints de grain.
Les fissures sont classées selon leurs formes et selon leurs mécanismes d'apparition. ***Les fissures formées dans le métal fondu sont appelées fissures en cours de solidification****. Elles se produisent à des températures proches de la température de liquidus[70] du constituant ayant le plus bas point de fusion lors de la phase de refroidissement sous l'effet conjugué de facteurs mécaniques et métallurgiques. D'un point de vue métallurgique, un film liquide intergranulaire subsiste alors que le reste du matériau est déjà en solidification avancée.* ***Mécaniquement, ce film liquide a des caractéristiques faibles, voire nulles, et sous l'effet des contraintes de retrait, la fissure peut se créer****. La sensibilité à ce phénomène du point de vue mécanique est représentée par un intervalle de température, dans lequel le matériau commence à avoir une résistance mécanique alors que sa ductilité est encore nulle (intervalle de fragilité).*

Les fissures produites dans la ZAT, à proximité de la zone de liaison, sont des fissures en cours de liquation dues à la décohésion de films liquides entre les grains. Ces dernières peuvent également apparaître dans la zone affectée par la chaleur du métal de base ou dans ***le métal fondu dans le cas de soudures multi passes****. Elles interviennent plus précisément dans la zone thermiquement activée des couches ou cordons antérieurs, proches d'un bain de fusion.* ***Elles se produisent lors du réchauffage d'un matériau déjà resolidifié.***
La fissuration par chute de ductilité, formée à l'état solide à une certaine distance de la zone de liaison, est une forme particulière de fissuration à chaud. Elle se produit occasionnellement dans certains matériaux fortement alliés.
Dans l'ensemble, les fissures peuvent s'orienter dans différentes directions par rapport au sens de soudage. On distingue :

- *les fissures longitudinales.*
- *les fissures transversales : fissures passant du métal fondu dans le métal de base, fissures de la ZAT.*
- *les fissures du cratère terminal.*
- *les fissures à la racine ou sous entaille.*

Ces défauts peuvent générer des problèmes du point de vue de la résistance à la corrosion (sites d'amorçage de corrosion localisée) et du point de vue mécanique (baisse des caractéristiques mécaniques de la pièce, voire rebut de cette dernière). Ils sont des soucis constants pour l'industrie qui ne dispose que de critères métallurgiques empiriques comme dans le cas des aciers inoxydables pour s'en affranchir.
Cette étude concerne exclusivement la fissuration à chaud en cours de solidification. Dans ce cas, le liquide tend à être enrichi, par ségrégation en éléments susceptibles de produire des eutectiques à bas point de fusion. La présence persistante d'un film liquide en deçà du solidus macroscopique induit un risque de décohésion du film liquide inter dendritique sous l'effet des contraintes de retrait. La fissuration à chaud ne peut se produire que sous certaines conditions. En particulier, elle est possible lorsqu'il ne subsiste plus suffisamment de liquide pour combler les fissures qui se créent : le matériau ne peut alors supporter qu'une faible déformation ».

[70] Le liquidus est une courbe utilisée en chimie ou en thermodynamique dans un diagramme de phase. Le liquidus sépare un domaine constitué d'une phase liquide d'un domaine comportant une phase liquide et solide.

5.4 UN ARTICLE

« Effet de la teneur en bore sur la ductilité à chaud et la sensibilité à la fissuration à chaud dans l'acier inoxydable austénitique 316L pour les composants de soudage »[71]

Résumé

« Des fissures de liquation peuvent se produire dans la zone affectée par la chaleur pendant le soudage. Deux facteurs influencent ce phénomène : les contraintes de traction générées lors du soudage et la perte potentielle de ductilité due à la présence d'un film liquide aux joints de grains en fonction de leur composition chimique. Des essais de ductilité à chaud Gleeble[72] *ont été utilisés pour étudier l'effet combiné de la teneur en bore et du temps de maintien sur la chute de ductilité dans la plage de températures de liquation d'un acier inoxydable austénitique de type 316L. Il est montré que des teneurs élevées en bore et des temps de maintien courts favorisent la perte de ductilité dans cette plage de température. La spectrométrie de masse des ions secondaires a été utilisée pour corréler les résultats mécaniques à la distribution du bore soit aux joints de grains soit dans la masse. D'autres essais de soudage ont été réalisés pour confirmer l'influence de la teneur en bore sur la sensibilité à la fissuration à chaud des aciers inoxydables AISI 316L. Les résultats indiquent que des fissures apparaissent sur tous les spécimens mais à différents niveaux de déformation. Plus la teneur en bore est élevée, plus l'éprouvette présente une tendance à la fissuration à chaud.*

Cet article, signé notamment par G. Van Tran cité plus haut et Vincent Robin, chercheur à EDF et auteur de nombreux articles sur ce sujet, soutient l'hypothèse de la fissuration à chaud par liquation, due à une trop forte teneur en bore dans les aciers inoxydables austénitiques.

5.5 CONCLUSION

Nos recherches documentaires nous ont permis de « découvrir » deux autres explications possibles de la fissuration des tuyauteries, la fissuration par liquation et la fissuration par solidification.

En ce qui concerne la première, deux articles en anglais datant respectivement de 1980 et 1992 font état de la possibilité de séparation par échauffement de deux métaux de fusibilités différentes, définition de la liquation, qui se produirait dans la zone affectée soit par la chaleur dans le matériau de base, soit dans le métal de soudure ***déposé lors d'un passage ultérieu***r.

Ce type de fissuration serait particulièrement répandu dans les alliages à base de nickel et d'aluminium ainsi que dans les aciers inoxydables austénitiques.

D'autre part, la thèse de M. Giai Tran Van présentée en mai 2019 présente le phénomène de la fissuration à chaud par liquation et l'applique, notamment par la présentation d'essais expérimentaux et de modèles mathématiques, à l'importance de la teneur en bore pour l'acier austénitique 316L que l'on trouve justement dans les circuits RIS et RRA.

La fissuration à chaud en cours de solidification d'un acier inoxydable austénitique est présentée dans la thèse de M. Kerrouault, rapport CEA de mars 2001, qui paraît bien répondre à certaines de nos préoccupations et concerne le soudage. Plusieurs types de défauts peuvent se former lors d'une opération de soudage.

[71] https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=Effect+of+Boron+Content+on+Hot+Ductility+and+Hot+Cracking+Susceptibility+in+316L+Austenitic+Stainless+Steel+for+Welding+Components&publication_year=Mon+&author=G.+Tran+Van&journal=Journal+of+Materials+Engineering+and+Performance
G Tran Van, D Carron, P Le Masson, V Robin… - Journal of Materials …, 2018

[72] https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03441284/document

CONCLUSIONS

Le plus étonnant dans cette « affaire des fissures » est le fait qu'aucun des trois grands protagonistes de cette crise, EDF-Framatome, ASN et IRSN n'ait informé qu'une situation semblable de fissures dans le circuit RRA s'était déjà produite en 1998, attribuées à la fatigue thermique due aux conditions de mélange défavorable entre le fluide froid et le fluide chaud. ***Et que, en 1999, 2000 et 2001, les tronçons de RRA sur tous les 58 réacteurs du parc ont été découpés et remplacés***.

A l'image de ce qui s'est produit il y a vingt ans, il est donc probable qu'en 2022, **l'ensemble** des 56 réacteurs en fonctionnement soit concerné, à des degrés divers y compris ceux du palier 900 MW, ceux des paliers 1500 MW et 1300 MW ayant été déjà révélé après contrôle, la présence de fissures attribuées à une corrosion sous contrainte.

L'antériorité de ces problèmes de fissures est confirmée par ailleurs par l'occurrence aux Etats-Unis, en 1975, de la découverte de fissures sur les réacteurs à uranium enrichi et eau bouillante ayant entraîné l'arrêt immédiat des 27 réacteurs de la filière et la réparation de la plupart d'entre eux, sans que les causes de ce phénomène soient clairement identifiées.

Alors que l'IRSN ne fait en 2022 qu'une brève allusion aux « études et recherches » sur la question de l'origine de ces fissures par corrosion sous contrainte, on s'aperçoit que cette question a fait l'objet de travaux de recherche très importants et depuis longtemps, non seulement de l'IRSN, mais également du CEA, de Framatome et d'EDF et que de nombreuses publications scientifiques (articles et thèses) lui ont été consacrées, dès les années 1970.

On comprend par cette revue scientifique que le phénomène métallurgique conduisant aux fissures est générique et touche l'ensemble du parc et se reproduit sur les zones de soudure des coudes du circuit d'injection de sécurité (RIS) et du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) et peut-être d'autres circuits reliés au circuit primaire.

Les essais expérimentaux et méthodes de calcul aboutissent, selon les auteurs, à différentes propositions d'explication du phénomène. L'impression qui s'en dégage, comme d'ailleurs dans les déclarations les plus récentes, est que l'on ne connaît pas très bien l'origine de ces fissures, sinon que la cause et très probablement multifactorielle, impliquant le matériau lui-même, les méthodes de soudure et la conception des circuits.

Alors que ces fissures sont présentées actuellement comme le résultat d'une corrosion sous contrainte, terme très général, il paraît indispensable d'étudier trois paramètres qui semblent déterminants : le dessin des circuits, la composition exacte de l'acier inoxydable 316 L ou autre, ainsi que l'alliage et le processus de soudage qui ont été évolutifs selon les paliers, voire les réacteurs concernés, questions qui ont été posées de façon précise à EDF-Framatome par l'ASN. C'est en lien avec ces questions que nous avons également présenté la fissuration par liquation et la fissuration à chaud en cours de solidification.

Il est trop tôt pour se prononcer car peu d'information est donnée sur le résultat des analyses réalisées sur les tronçons des tuyauteries de RIS et RRA qui ont été découpées dans ce but. Mais il n'est pas certain que le découpage et le remplacement de la tuyauterie concernée soient suffisants au regard du nombre de coudes et de soudures que comportent les circuits RRA et RIS.

En tout état de cause, si la vulnérabilité des 900 MW était confirmée, la question de l'allongement de la durée de fonctionnement de ces réacteurs au-delà de 40 ans devrait être réexaminée. Devrait être également examinée la possibilité que les réacteurs EPR de Flamanville, Olkiluoto et Taïshan, ainsi que ceux en construction à Hinkley Point, soient eux-mêmes concernés, dans la mesure où ils ont été conçu sur la base du palier N4 de 1500 MW.

ANNEXE 1 - NOTE D'INFORMATION IRSN SUR LA CORROSION SOUS CONTRAINTE DU 20 JANVIER 2022.

Endommagement par corrosion sous contrainte de tuyauteries connectées au circuit primaire principal de réacteurs d'EDF

Le phénomène de corrosion sous contrainte : de quoi s'agit-il ?

La corrosion sous contrainte (CSC) est un mode de corrosion assez répandu dans l'industrie conventionnelle (hors nucléaire) qui se caractérise par la fissuration d'un matériau au contact d'un environnement chimique. Il résulte généralement, pour un matériau sensible, de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique et d'un milieu agressif. Cette dégradation conduit àà l'amorçage d'une ou plusieurs fissures puis à leur propagation au sein du matériau, comme l'illustre la figure ci-dessous qui montre des fissures de CSC dans un acier inoxydable au contact du fluide primaire.



Dans l'industrie nucléaire, les aciers inoxydables utilisent pour la réalisation des circuits principaux de refroidissement et des circuits connectés sont constitués de fer, allié avec du chrome et du nickel ; ces aciers sont peu sensibles à la CSC en présence du fluide du circuit primaire. Lorsqu'elle se produit, c'est donc essentiellement sous l'effet des contraintes de traction présentes dans le matériau, ou en cas de pollution inopinée des fluides. Dans le circuit primaire des réacteurs, la chimie du fluide est particulièrement surveillée.

Les contraintes sont liées aux opérations de fabrication, et en particulier au soudage, ainsi qu'aux conditions d'exploitation. Afin de les minimiser, les fabricants développent des procédés de soudage qui définissent précisément les paramètres à respecter, tels que par exemple l'intensité du courant de soudage.

Le mécanisme élémentaire de la CSC est vraisemblablement l'oxydation du métal, et est thermiquement activé. Cela signifie que plus la température est enlevée, plus les fissures s'amorcent tôt et plus elles se propagent vite, pour un chargement mécanique et un environnement chimique donnés.

Il s'agit d'un phénomène pernicieux puisqu'il n'est détectable qu'après une période d'incubation, qui peut durer plusieurs dizaines d'années. Il n'est possible d'identifier sa présence qu'une fois la fissuration amorcée, c'est-à-dire que des contrôles réalisés régulièrement sur les tuyauteries ne peuvent identifier le phénomène qu'une fois un défaut présent. L'ordre de grandeur des vitesses de

propagation des fissures de CSC observées est variable, pouvant atteindre une vitesse de l'ordre de grandeur du millimètre par an.

Le phénomène de corrosion sous contrainte des aciers inoxydables est un phénomène rare dans un milieu comme le circuit primaire, mais pour lequel il existe néanmoins un retour d'expérience sur les réacteurs à eau sous pression. Environ 150 cas ont été recensés dans le monde durant les trente dernières années, sur des circuits primaires ou des circuits qui y sont connectés. Des réacteurs de tous âges ont été affectés et l'origine des cas constatés est très diverse.

Considérant les enjeux associés à ce mode d'endommagement, l'IRSN mène depuis plusieurs années des travaux de recherche visant à reproduire en laboratoire la CSC des aciers inoxydables en milieu primaire. L'objectif en est d'identifier les conditions chimiques et métallurgiques qui peuvent conduire à son apparition.

Les examens non destructifs : quels sont les procédés disponibles ?

Des défauts dans les tuyauteries peuvent être détectés grâce à des examens non destructifs (END) sans altérer les équipements. Un panel large de procédés d'END existe, répartis en deux catégories. Les procédés volumiques permettent de détecter des défauts enfouis dans la pièce (ultrasons [UT], radiographie [RT]) et les procédés surfaciques permettent de détecter des défauts à la surface (courants de Foucault [ET] ou ressuage [PT] par exemple). Leur combinaison permet d'optimiser la détection et la caractérisation de fissures par CSC de dimensions de l'ordre de quelques millimètres, dans le volume des tuyauteries en acier inoxydable.

En suivi en service, l'un des procédés les plus couramment utilisés dans l'industrie nucléaire est l'END par ultrasons. Il n'émet pas de rayonnement ionisant contrairement à la technique END par radiographie et il peut être mis en œuvre sur une tuyauterie remplie d'eau, alors que la sensibilité de l'END par radiographie est réduite dans cette configuration. Le principe physique est relativement simple et similaire à une échographie médicale. Lors de sa propagation, si l'onde ultrasonore rencontre une discontinuité (par exemple une fissure), elle est alors réfléchie et son écho est enregistré puis analysé par le contrôleur. Toutefois, les pièces en acier inoxydable présentent une difficulté bien connue : l'onde interagit lors de sa propagation avec la structure métallurgique spécifique des aciers inoxydables et un ensemble d'échos ultrasonores est alors réfléchi par la structure métallurgique, appelé bruit de structure. Dans ce cas, l'écho réfléchi par une fissure peut être couvert par le bruit de structure. L'enjeu pour le contrôleur est de discriminer un écho dit « parasite » provenant du bruit de structure d'un écho provenant d'une fissure. Les performances des contrôles ultrasonores se sont sensiblement améliorées ces dernières années grâce à la prise en compte de ce phénomène, permettant ainsi de détecter des défauts de dimension plus petite.

En collaboration avec des partenaires internationaux, notamment la Nuclear Regulatory Commission aux États-Unis, l'IRSN mène des travaux de R&D en appui à son expertise pour mieux comprendre la propagation des ondes ultrasonores dans les aciers inoxydables. L'objectif est d'évaluer les performances des examens non destructifs.

ANNEXE 2 - CENTRALES ET REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES EN FRANCE

	Puissance électrique nette	Année		Puissance électrique nette	Année
	MW	Connexion réseau		MW	Connexion réseau
Belleville 1	1310	1987	Fessenheim 1*	880	1977
Belleville 2	1310	1988	Fessenheim 2*	880	1977
Blayais 1	910	1981	Flamanville 1	1330	1985
Blayais 2	910	1982	Flamanville 2	1330	1986
Blayais 3	910	1983	Golfech 1	1310	1990
Blayais 4	910	1983	Golfech 2	1310	1993
Bugey2	910	1978	Gravelines 1	910	1980
Bugey3	910	1978	Gravelines 2	910	1980
Bugey 4	880	1979	Gravelines 3	910	1980
Bugey 5	880	1979	Gravelines 4	910	1981
Cattenom 1	1300	1986	Gravelines 5	910	1984
Cattenom 2	1300	1987	Gravelines 6	910	1985
Cattenom 3	1300	1990	Nogent 1	1310	1987
Cattenom 4	1300	1991	Nogent 2	1310	1988
Chinon B1	905	1982	Paluel 1	1330	1984
Chinon B2	905	1983	Paluel 2	1330	1984
Chinon B3	905	1986	Paluel 3	1330	1985
Chinon B4	905	1987	Paluel 4	1330	1986
Chooz B1	1500	1996	Penly 1	1330	1990
Chooz B2	1500	1997	Penly 2	1330	1992
Civaux 1	1495	1997	St Alban 1	1335	1985
Civaux 2	1495	1999	St Alban 2	1335	1986
Cruas 1	915	1983	St Laurent B1	915	1981
Cruas 2	915	1984	St Laurent B2	915	1981
Cruas 3	915	1984	Tricastin 1	915	1980
Cruas 4	915	1984	Tricastin 2	915	1980
Dampierre 1	890	1980	Tricastin 3	915	1981
Dampierre 2	890	1980	Tricastin 4	915	1981
Dampierre 3	890	1981			
Dampierre 4	890	1981	Somme 58 réacteurs	63 130 MW**	

* Les deux réacteurs de Fessenheim ont été arrêtés définitivement en 2019 et 2020.

** La puissance électrique nette totale du parc est donc actuellement de 61370 MW.


ROYAUME-UNI
PAYS-BAS
ALLEMAGNE
BELGIQUE
LUXEMBOURG
SUISSE
ITALIE
ESPAGNE
Gravelines 6
Chooz 2
2 Penly
Flamanville 2
1
4 Paluel
Cattenom 4
Nogent-sur-Seine 2
St-Laurent-des-Eaux 2
4 Dampierre
2 Belleville
Chinon 4
Civaux 2
Bugey 4
St-Alban 2
Le Blayais 4
Cruas 4
Tricastin 4
Golfech 2
Puissance des réacteurs
900 MWe
1 300 MWe
1 450 MWe
1 650 MWe
(EPR en construction)
Nombre de réacteurs par site
1 réacteur
2 réacteurs
4 réacteurs
6 réacteurs

ANNEXE 3 – VISITES DECENNALES DES REACTEURS DE 1500 MW ET 1300 MW

VD des réacteurs de 1500 MW (N4)

Civaux 1 : VD 2 en cours depuis 21 août 2021.
Civaux 2 : VD 2 prévue été 2022
Chooz 1 : VD 2 de février à juillet 2020.
Chooz 2 : VD 2 de mars à août 2019

VD des réacteurs de 1300 :
Flamanville 1 et 2 (P4)

Flam 1 : VD 3 d'avril 2018 à février 2019.
Flam 2 : VD 3 de janvier 2019 à décembre 2020

Paluel 1 2 3 4 (P4)

Paluel 1 : VD 3 d'avril à novembre 2016
Paluel 2 : VD 3 de mai 2015 à septembre 2018
Paluel 3 : VD 3 de février à novembre 2017
Paluel 4 : VD 3 janvier à décembre 2019

Penly 1 et 2 (P'4)

Penly 1 : VD 3 en cours depuis le 2 octobre 2021 (dernière VD en 2012).
Penly 2 : VD 2 de février à mai 2014

Cattenom 1 2 3 4 (P'4)

Cattenom 1 : VD 3 de mai à octobre 2016
Cattenom 2 : VD 3 de mai à octobre 2018
Cattenom 3 : VD 3 de février à septembre 2021 (VD précédente de janvier à avril 2011)
Cattenom 4 : VD 2 de février à juillet 2013.

Nogent 1 et 2 (P'4)

Nogent 1 : VD 3 d'avril à septembre 2019
Nogent 2 : VD 3 de février à août 2020

Belleville 1 et 2(P'4)

Belleville 1 : VD 3 de juin 2020 à mars 2021
Belleville 2 : VD 3 de mai à décembre 2019

Saint Alban 1 et 2 (P4)

Saint-Alban 1 : VD 3 de février à juillet 2017
Saint-Alban 2 : VD 3 de février à juillet 2018

Golfech 1 et 2 (P'4)

Golfech 1 : VD 2 de mars à juillet 2012 – VD3 débutée le 26 février 2022
Golfech 2 : VD 2 d'avril à août 2014