

LA GAZETTE NUCLEAIRE

Prix : 6 € • Abonnement (1 an) :
France : 24 €
Étranger : 30 €
Soutien : à partir de 30 €

Publication du Groupement de
Scientifiques pour l'Information sur
l'Énergie Nucléaire
(GSIEN)

46^{ème} année
INSS 0153-7431
Trimestriel
Avril 2022

296

Fissures génériques des aciers inoxydables Défaut de conception des cuves EPR

EDITORIAL

Que se passe-t-il dans le champ de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) avec les annonces récentes du Président de la République de *renaissance du nucléaire français* et de construction de six EPR2 (plus 8 en option...) ? La demande de débat public sur une éventuelle relance du nucléaire recommandée par la Présidente de la Commission nationale du débat public (CNDP) sera-t-elle entendue ? Mais de fait, la loi « Énergie-Climat » du 8 novembre 2019 exclut explicitement du champ du débat public la PPE.

Dernièrement, le GSIEN et Global Chance ont réagi à la décision prise par EDF, avant tout débat, d'implanter une nouvelle piscine de combustible irradié à la Hague et décidé de soutenir la Présidente de la CNDP, garante du débat démocratique, avec l'envoi d'une lettre d'alerte et de soutien.

La grande majorité des postulants à l'élection présidentielle française semble prendre le parti d'un nouveau développement de l'industrie nucléaire.

La question se pose de savoir qui informe nos candidats ?

Comment et à partir de quels « éléments de langage » bâtissent-

ils leurs convictions et croyances si ce ne sont des argumentaires sérieux ? Dans la [Gazette n°295](#) nous avons alerté au sujet d'une lettre de synthèse du Haut-Commissaire au Plan, F. Bayrou, adressée au premier ministre qui suggérerait ni plus ni moins que la construction 40 réacteurs en 20 ans (« *lancement de deux nouveaux chantiers par an chaque année sur une période de 20 années* ») ! Il semble que l'idée a depuis fait son chemin.

Les « *scénarios provisoires du RTE* » sur lesquels s'appuie la synthèse Bayrou, « *envisagent la mise en service de nouveau nucléaire* » à hauteur de « *8 à 34 EPR à construire en 30 ans* ». La synthèse dresse un long réquisitoire contre un scénario à forte part d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2050 en estimant ses conditions de réalisation « *hautement improbable* » ... Par contre, si elle n'accorde que peu de place aux difficultés rencontrés par la « *filrière de la construction* », le paragraphe est instructif quant aux doutes qu'elle suscite : « *Il est toutefois nécessaire de tirer les enseignements des défaillances profondes et documentées de la filière ces dernières années (...). Elle doit*

SOMMAIRE

ÉDITORIAL

Éléments de langage 2&3

Dossier Corrosion du l'inox (RIS)

Communiqué EDF (12/12/22) 4

Note ASN (16/12/21) 4

Article Ouest-France (23/12/21) 5

Le Canard Enchaîné (19/01/22) 6

Note ASN (24/02/22) 6

Analyse GSIEN 7

Le point des experts 7

Étendue de la corrosion 11

Tableau des indisponibilités 14

Dossier EPR

Flamanville 3 - Réparations 14

Soudures circuit secondaire 14

Piquages circuit primaire 15

Vibrations ligne pressuriseur 16

Fissures soupapes pressuriseur 17

Coûts et retards 18

Taishan - Conception de la cuve 18

Vibrations du combustible 19

Cuve EPR validée sur maquettes 20

Anomalie flux neutronique 26

Hydraulique de cuve 26

Qualité études EDF de l'EPR 27

Olkiluoto 3 et Hinkley Point C 29

Le nucléaire, affaire de croyance ? 30

www.gazettenucleaire.org

Email :

contact@gazettenucleaire.org

Abonnement, courrier, soutien :

GSIEN – 2 allée François Villon
91400 ORSAY

démontrer sa capacité à conduire un projet industriel à un coût économique acceptable et dans le respect des exigences de sûreté avant tout lancement d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs » [source, [Le devoir de lucidité](#)].

Avec le retour d'expérience de la filière EPR, nul besoin d'être bien perspicace pour comprendre que la capacité à conduire un projet industriel de plusieurs réacteurs est loin d'être acquise dans notre pays, laissant apparaître de nombreux doutes quant à cette hypothèse de renaissance du nucléaire français.

Les doutes se seraient-ils dilués au fil des traductions intermédiaires à l'attention des décideurs comme ce fut le cas en 1982 lors de l'envoi de la lettre de la commission Castaing au ministre de l'époque ? Les travaux de la Commission Castaing furent traduits un mois après sous la forme de *Lettre d'information du ministère de l'industrie et énergie françaises* qui avait effacé tous les inconvénients du retraitement au profit de ses avantages prometteurs (Cf. [Gazette n° 48/49](#) : « La face cachée de l'information »). Y aurait-il à la manœuvre des spécialistes dans la mise au point des éléments de langage qui passeraient le bruit de fond médiatico-politique, éléments de langage savamment entretenus pas les industriels du secteur ?

L'erreur est un art écrivions-nous en 1982. Elle se présentait à l'époque (faut-il employer le passé ?) sous trois modalités : - l'erreur par omission, - l'erreur par commission, - l'erreur par procuration. Nous vous laissons retourner aux archives pour les développements...

Certes, sans être totalement négatifs, « on » leur dit les choses, du moins ceux qui les approchent et qui pensent eux-mêmes savoir ce que leurs subordonnés lointains ont réalisé. Cela étant, les éléments de langage sont tellement léchés qu'ils n'ont plus de goût véritable. Il arrive qu'une « indication » soit si peu probable qu'elle se retrouve qualifiée de « parasite » ! Il peut s'agir d'une fissure, une cavité, en bref un défaut indiqué par un instrument de contrôle du métal !

Qu'en est-il des contingences ?

- En matière d'accident majeur, nous sommes avant tout dépendant des lois de la nature : Fukushima en 2011, la vallée de la Roya ravagée par la tempête Alex en 2020, sans évoquer « l'incident majeur » de l'inondation de la centrale du Blayais en 1999 à la suite de laquelle, l'ASN avait repris sévèrement la communication d'EDF qui donnait à penser qu'il ne s'était rien passé de grave.
- En matière de corrosion des aciers inoxydables découverte de manière fortuite en 2021, on se heurte aux lois (encore si mal connues) de cohésion les plus intimes entre les grains du métal que « l'on » prétend apprivoiser. L'incident fortuit serait-il devenu générique ?

Ce dernier point sera largement développé dans ce numéro à travers les multiples déboires de l'EPR et des fissures repérées sur les circuits d'injection de sécurité qui touchent une bonne partie du parc de réacteurs français...

Pour revenir aux **éléments de langage**, nous pouvons proposer, issus d'une liste à la Prévert, quelques-uns de ces euphémismes et leur traduction lapidaire :

- « écart de conception » versus *malfaçon* ;
- « décarbonée » versus *gaz à effet de serre ou chauffage de la serre* ;
- « Valorisation » versus *exportation de matières* et réimportation des *déchets*, en éludant de plus au passage les *rejets* liés aux procédés ;
- « Rejets radioactifs » versus *dispersion de déchets radioactifs dans l'environnement* ;
- « Démantèlement » versus « *déchets banalisable/non banalisable* » ;
- « Acceptabilité » : calculée par les uns dans leurs bureaux, vécue par les autres les deux pieds dedans, et pas que ;
- les « non objections de l'ASN » confondues dans les discours avec des *autorisations* ;
- les « inétanchéités » versus *fuites*, contenues par des « *sleakbox* et *sleakbag* » [i], soit respectivement des boîtes et des sacs à fuites, anglicismes savants qui, une fois traduits dans la langue de Molière

sont séance tenante qualifiées de notions « insultantes » par ceux qui les conçoivent...

Nous avons choisi de développer sous forme d'encart en fin de cet éditorial un élément de langage particulièrement cher aux exploitants : « l'exclusion de rupture ».

[i] Sleakbox : système de confinement sur équipement fuyard permettant le colmatage de la fuite (sorte de manchon)

Sleakbag : technique de captation du gaz fuyard dans un ballon là où les techniques de colmatage ne sont pas adaptées ([Source](#))

Hommages

Michel Fernex - *Après un départ difficile de la relation, établie en amont de la première rencontre sur des ragots mal intentionnés, la situation n'a cessé de s'améliorer autour de notre objet d'intérêt commun : les suites de l'accident ; et d'amitiés partagées avec les intervenants de terrain qui étaient en prise directe avec les personnes affectées. Je pense ici aux camarades de l'institut Belrad, à Vassili Nesterenko et Galina Bandajevskaïa ainsi que Youri Bandajevski qui était à l'époque en « relégation ».*

Michel a su mobiliser les institutions et le secteur associatif pour d'une part chercher et faire évoluer les connaissances sur les suites de l'accident de Tchernobyl tout en soutenant les actions menées avec les habitants des régions conchiées. Au-delà des « programmes » controversés, certains des dispositifs mis en place avec et par les populations, accompagnés par Belrad, perdurent en Biélorussie.

Roland Lagarde - Militant de la première heure du GSIEN, Roland participait avec Mireille à la rédaction des premières Gazettes. Après un passage à la direction des études et recherches d'EDF (câbles et réseaux), il participa, avec ses collègues de la CFDT, à la création de l'Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie, AFME devenue ADEME. Détaché au cabinet de D. Voynet au moment de

l'abandon de Superphénix, il eut quelques difficultés avec la hiérarchie par la suite pour réintégrer un poste « actif » au sein d'EDF, ce qui lui laissa le temps d'accompagner les projets qui lui tenaient à cœur en favorisant les rencontres entre ceux qui continuaient à les porter. Merci Roland d'être resté jusqu'au bout en prise avec le GSIEN.

Dominique Lalanne nous a lui aussi tiré sa révérence en ce mois de janvier 2022. Il fut pour le GSIEN un animateur extraordinaire qui nous rappelait toujours que le nucléaire a un volet militaire et pas seulement civil. Il aura accompagné et entretenu tout au long de son parcours la dynamique que nous portons toutes et tous contre les armes nucléaires. Son humanité, son énergie qui n'empêchait en rien une grande douceur, sa lucidité et sa fidélité à la cause du désarmement nous manquent déjà. Dominique était un des physiciens du Laboratoire de l'accélérateur

linéaire d'Orsay (L.A.L.) qui, avec ceux du Collège de France, ont lancé l'appel des 400, puis créé le Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire (G.S.I.E.N.). Il fut un collègue, un ami, un compagnon de route. Depuis de nombreuses années, il s'était concentré sur la lutte contre les armes nucléaires ?

C'est triste, mais c'est une loi de la nature qui fait que nos amis et compagnons avec qui on œuvre depuis les années 70, disparaissent les uns après les autres.

Ce qui nous inquiète, c'est le manque de renouvellement parmi les « jeunes » scientifiques. Il est vrai que les difficultés de trouver un emploi dans nos secteurs professionnels n'incitent pas les jeunes à se faire remarquer en tant que « contestataires ».

Nous notons aussi la disparition de **Paul Quilès**, citoyen et homme d'État tout à fait respectable et respecté en raison de ses analyses pertinentes pour le bien de la nation

et de l'humanité, qui, selon nous, mérite la reconnaissance de tous. Depuis quelques années, Paul Quilès et des amis ont créé un collectif intitulé « Initiative pour le désarmement nucléaire » avec des publications sur un blog : « Paix, le désarmement nucléaire, la démocratie, et l'actualité politique » et aussi trois ouvrages : « Nucléaire, un mensonge français », « Arrêtez la bombe », « L'illusion nucléaire ».

En ces périodes particulièrement difficiles où les installations nucléaires font l'objet d'agressions militaires, nous vous recommandons de lire la [série](#) de Jean-Claude Amiard qui fait un point sur les connaissances des accidents nucléaires tant militaires que civils. Ces recherches offrent un panorama assez exhaustif des travaux disponibles aujourd'hui sur ces accidents ainsi que sur leurs conséquences.

Jean Claude Autret et
Monique Sené

Élément de langage : l'exclusion de rupture

Nous avons découvert ce « principe » dans le dossier préliminaire de sûreté de l'EPR que nous avons pu consulter lors du débat public de 2005. D'origine américaine semble-t-il, « break exclusion », il était utilisé par EDF pour la définition des éléments les plus sensibles qui composeraient les circuits primaires et secondaires de ce réacteur nucléaire, éléments situés à l'intérieur du bâtiment réacteur, et, au-delà de la double enceinte de confinement, jusqu'au premier point fixe pour la partie secondaire.

Le « principe d'exclusion de rupture » est une petite merveille. Il implique l'excellence de la conception, l'excellence de la réalisation, l'excellence des contrôles en service, le tout à partir des meilleures techniques disponibles. La mise en œuvre de ce principe permet alors de faire chuter la probabilité d'occurrence d'un accident à un tel niveau qu'il n'est plus nécessaire d'étudier les conséquences d'une défaillance. Un « joker » qui permet ainsi à EDF de s'affranchir de fastidieuses et coûteuses études. C'est beau comme... le rapport Rasmussen (1975) dont les calculs appliqués à Three Miles Island montraient que l'accident n'aurait pas dû avoir lieu.

Chez nous, pour l'EPR, ce principe fût appliqué aux canalisations primaires et secondaires. Comme ces tuyaux ne pouvaient pas rompre (le principe ne leur en donne pas le droit !), les ingénieurs ingénieurs supprimèrent les dispositifs anti-fouettement (colliers empêchant les mouvements de tuyaux en cas de rupture). Cette suppression, nous disaient-ils, permettrait, faute d'obstacles, de mieux contrôler la totalité de la surface de ces canalisations. Manque de chance et surtout manque de respect des principes, de nombreuses soudures réalisées sur ces canalisations montrèrent que le lien entre une conception considérée irréprochable et une réalisation conforme n'a pas été établi. Leur réalisation fut aléatoire mettant en défaut les piliers de la cathédrale de la sûreté. Cet écart entre la projection d'un jus de cervelle d'ingénieur et les réalités concrètes de la petite main qui tient la torche à souder montre en quelque sorte les limites du concept de démarche qualité. Non seulement les opérateurs n'ont pas reçu le cahier des charges spécifique, pas plus qu'ils n'ont été formés, mais ils n'ont pas non plus été fournis en baguettes de soudure adéquates !

Notre mauvais esprit se tourne alors vers le Général Georgelin pour qui les vestiges archéologiques de Notre Dame récemment découverts ne devraient en aucun cas retarder le planning de sa reconstruction (Le Canard Enchaîné du 23 mars 2022). Nous envisageons une perspective d'embauche chez EDF une fois la cathédrale remise sur pieds en 2024, pour reprendre en main le projet EPR...

Dossier GSIEN

Corrosion sous contrainte générique de l'acier inoxydable

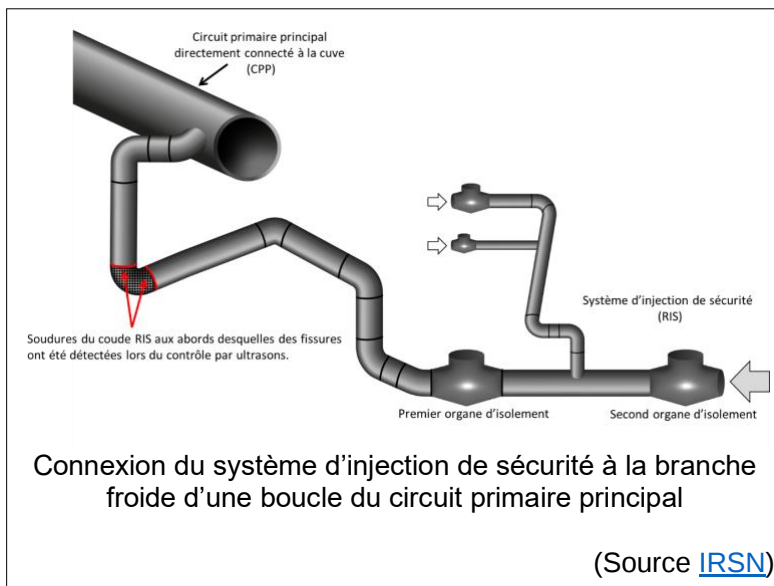
Des fissures ont été détectées au niveau des soudures de coudes du circuit d'injection de sécurité (RIS) de plusieurs tranches nucléaires. Le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) pourrait être touché.

Le RIS est un circuit de sauvegarde classé Équipement important pour la sûreté (EIS). Il permet d'injecter de l'eau dans la cuve du réacteur en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire. Cette eau, additionnée de bore, va dans une certaine mesure permettre le refroidissement de secours du cœur et l'arrêt de la réaction nucléaire. Mais un circuit de secours fissuré peut être le point de départ de l'accident tant redouté...

A mi-mars, les quatre réacteurs du palier N4 (Civaux et Chooz) et un réacteur de 1300 MWe (Penly 1) sont à l'arrêt et sont concernés par le problème. Selon [EDF](#), six autres réacteurs vont être arrêtés sous trois mois afin d'être contrôlés avec des « *moyens optimisés* » : Bugey 3 et 4, Cattenom 3, Chinon 3, Flamanville 1 et 2.

De plus, le « *phénomène de corrosion sous contrainte* » concernerait également « *les tuyauteries du système de refroidissement à l'arrêt (RRA)* », comme l'[ASN](#) le laisse entendre dans sa note d'information du 24/02/2022 (cf. page 6).

Avant l'analyse du GSIEN, voici quelques informations sur le sujet.



Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde

Communiqué de presse d'EDF du 15 décembre 2021

Lors de contrôles de maintenance préventive sur le circuit primaire du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été informée dès leur détection.

Des contrôles initiés sur les mêmes matériels du réacteur n°2 de la centrale nucléaire de Civaux ont fait apparaître des défauts similaires.

Aujourd'hui, le remplacement des pièces concernées a été décidé sur les deux réacteurs de Civaux, dans le cadre d'une instruction technique en lien avec l'ASN, ce qui conduit à prolonger les arrêts des deux réacteurs.

Les quatre réacteurs des centrales de Chooz (Ardennes) et de Civaux sont de même technologie et constituent le palier N4 du parc nucléaire français. En tant qu'industriel responsable et par mesure de précaution, EDF a donc pris la décision d'arrêter les deux réacteurs de la centrale de Chooz afin de procéder à titre préventif à ces mêmes contrôles sur le circuit RIS, ces contrôles ne pouvant être réalisés que lorsque les réacteurs sont à l'arrêt. Le réacteur n°2 de la centrale de Chooz sera mis à l'arrêt le

jeudi 16 décembre et le réacteur n°1 de la centrale de Chooz sera mis à l'arrêt le samedi 18 décembre.

Ces contrôles, ainsi que le déploiement de la solution technique sont réalisés en lien étroit avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

<https://www.edf.fr/>

Phénomène de corrosion sous contrainte détecté sur le circuit d'injection de sécurité du réacteur 1 de la centrale de Civaux - Arrêt des réacteurs de 1 450 MWe pour réalisation de contrôles

Note d'information de l'ASN du 16/12/2021

Le 21 octobre 2021, à la suite de contrôles par ultrasons réalisés au titre de la visite décennale du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Civaux, EDF a informé l'ASN de la détection d'indications [fissures] sur des soudures des coudes de la tuyauterie raccordant le système d'injection de sécurité au circuit primaire principal du réacteur (...). Afin d'identifier l'origine de ces indications, les parties de tuyauteries concernées ont été découpées pour expertise métallurgique en laboratoire.

EDF a par ailleurs pris la décision d'arrêter le réacteur 2 de la centrale de Civaux pour réaliser, de manière anticipée, ces contrôles des zones concernées, les

précédents contrôles datant de 2012. Les résultats préliminaires de ces contrôles ont confirmé la présence d'indications similaires à celles du réacteur 1.

Le 15 décembre 2021, EDF a informé l'ASN que les premières expertises métallurgiques réalisées sur les parties déposées des tuyauteries du réacteur 1 de la centrale de Civaux avaient mis en évidence la présence de fissurations résultant d'un phénomène de corrosion sous contrainte. EDF poursuit ses investigations afin de caractériser les facteurs à l'origine de ce phénomène et d'identifier les zones possiblement concernées.

Au regard de l'origine inattendue des fissurations constatées, EDF a pris la décision de mettre à l'arrêt, dans les meilleurs délais, les réacteurs de conception similaire. Les réacteurs B1 et B2 de la centrale nucléaire de Chooz seront ainsi prochainement arrêtés afin de réaliser des contrôles complémentaires à ceux réalisés en 2019 et 2020 lors de leur visite décennale.

L'ASN considère que cette décision, prise par EDF en tant que premier responsable de la sûreté, est appropriée à la situation.

L'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN, suit avec attention les investigations menées par EDF et les conclusions qui en seront tirées, notamment vis-à-vis du suivi en service sur ces équipements. L'ASN autorise les interventions sur les équipements concernés et se prononcera sur leur remise en service.

<https://www.asn.fr/>

Nucléaire : après l'arrêt de deux centrales, « la question de stopper d'autres réacteurs se pose »

Ouest France, le 23/12/2021

(Interview de Karine Herviou de l'IRSN)

Après l'arrêt de quatre réacteurs nucléaires, consécutif à la détection de fissures à la centrale de Civaux, Karine Herviou, directrice générale adjointe de l'IRSN fait le point.

EDF a arrêté les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz (Ardennes) par mesure de précaution et prolongé l'arrêt des deux réacteurs de la centrale de Civaux (Vienne), après la détection de défauts sur son système de refroidissement. Karine Herviou, directrice générale adjointe chargée du pôle sûreté des installations et systèmes nucléaires à l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, fait le point sur la situation.

Est-ce que les fissures détectées sur un réacteur de la centrale nucléaire de Civaux peuvent avoir des conséquences en cas d'incident nucléaire ?

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. En cas de brèche sur le circuit primaire, il va y avoir une perte de l'eau qui refroidit en permanence le combustible. Un certain nombre de systèmes doivent se mettre en service. D'abord, il y a l'arrêt automatique du réacteur pour stopper la réaction en chaîne avec les barres de commande. Ensuite, si la brèche a un débit trop important, deux circuits du système d'injection de sécurité se déclenchent. C'est justement sur les piquages de ces circuits qu'ont été détectées les fissures. En cas de défaillance d'un des deux circuits, l'autre doit permettre de compenser la perte d'eau à la brèche.

La corrosion observée est-elle normale sur un réacteur de cet âge ?

C'est un défaut qui n'était pas attendu compte tenu des dispositions prises à la conception et en exploitation. Pour la corrosion sous contrainte qui est observée, il peut se passer plusieurs décennies sans que l'on ne détecte rien. Ensuite, le défaut peut évoluer en une dizaine d'années environ.

Ce système est-il présent dans d'autres centrales, notamment celles avec des réacteurs plus anciens ?

Il existe un système d'injection de sécurité dans l'ensemble des réacteurs français. Ce n'est pas le même modèle en fonction de la puissance des réacteurs.

EDF envisage-t-il d'inspecter les autres réacteurs ?

La question se pose. EDF est en train d'investiguer les défauts sur les réacteurs de 1 450 MW. Il faut comprendre l'origine du phénomène, qui n'était pas attendu. Dans le nucléaire, un principe fondamental de sûreté est la défense en profondeur. La défense en profondeur consiste à mettre en place des niveaux de défense successifs permettant de faire face à la défaillance du niveau précédent. On suppose que malgré les dispositions prises à la conception, il peut y avoir des défaillances : les contrôles permettent de détecter les défauts éventuels et d'intervenir avant qu'un incident ou un accident se produise. Aujourd'hui les contrôles qui ont permis de détecter les défauts ont lieu tous les 10 ans, mais vraisemblablement, EDF sera amené à les faire plus souvent. En fonction de l'origine des fissures, il n'est pas exclu qu'il y ait des contrôles également sur les autres réacteurs.

Ces contrôles pourraient concerner les réacteurs de 1 300 MW comme ceux des centrales de Saint-Alban ou de Flamanville ?

Tout à fait. Pour commencer ils pourraient concerner les réacteurs de 1 300 MW.

Combien de temps les inspections peuvent-elles durer ?

Elles ne sont pas forcément très longues à réaliser. Ce qui est long c'est ce qui se passe sur le réacteur N1 de Civaux, quand il faut couper la tuyauterie pour la remplacer. Il faut un approvisionnement de la pièce et faire les soudures, ce qui est de l'ordre de quelques mois environ.

Les contrôles impliqueront-ils forcément d'arrêter de nouveaux réacteurs ?

Il est trop tôt pour le dire. Une inspection nécessite d'arrêter le réacteur pour que la température et la pression des tuyauteries à contrôler diminuent. Il suffira peut-être d'examiner les enregistrements et mesures effectuées lors de contrôles précédents pour voir s'il est nécessaire d'arrêter le réacteur.

Lors des décisions de mise à l'arrêt est-ce que le risque de manque de production électrique pour la France est pris en compte ?

C'est la sûreté qui prime. EDF a jugé que la problématique était suffisamment sérieuse pour arrêter ses quatre réacteurs.

<https://www.ouest-france.fr/>

Des fissures dans les coudes

Le Canard enchaîné,
mercredi 19 janvier 2022.

Petit rappel. Les réacteurs nucléaires français sont tous construits sur le même modèle (pas du tout franco-français) : un PWR (réacteur à eau pressurisée) mis au point par l'américain Westinghouse. EDF a commencé par en produire en série dans les années 70 : pas moins de 34 réacteurs d'une puissance de 900 MW. Puis la folie des grandeurs l'a pris. Dans les années 80, il en a construit 20 de 1 300 MW, suivis de 4 encore plus gros, d'une puissance de 1 450 MW. Avant de grimper encore avec son fameux prototype EPR de Flamanville, 1 650 MW dont on connaît les déboires à répétition. Remarque du physicien nucléaire Bernard Laponche : « Plus on fait de gros réacteur, plus on prend de risques ».

Justement, ce sont les quatre plus gros qui sont à l'arrêt depuis décembre. Deux à Civaux, deux à Chooz. Et, comme si ça ne suffisait pas, voilà que, jeudi 13 janvier, un autre vient de fermer à son tour, celui de Penly 1 (en comptant ceux qui sont à l'arrêt pour maintenance, pas moins de 10 réacteurs sont hors circuit !). Pour EDF, une vraie catastrophe financière : pour passer l'hiver, sans coupures de courant, délestage et tohu-bohu, voilà notre géant tricolore obligé d'acheter son électricité chez nos voisins. Et voilà Barbara Pompili préparant un décret permettant à nos deux dernières centrales à charbon climaticides d'augmenter leur production. On a bonne mine.

Mais ce n'est pas tout. L'arrêt des quatre plus gros réacteurs fait suite, on l'a vu (« Le Canard », 22/12/21), à une visite décennale de l'Agence de sûreté nucléaire (ASN), le gendarme du nucléaire, en octobre à Civaux. Laquelle a constaté des « fissures dans les coudes » du circuit de secours. L'affaire n'a rien d'anodin : en cas d'accident et d'emballement du cœur nucléaire, ce circuit n'aurait guère de chances de jouer son rôle et d'empêcher un nouveau Fukushima.

Grande question qui sème l'effroi chez EDF : à quoi sont dues ces fissures ? S'il s'agit d'un défaut de conception, faudra-t-il procéder à des réparations (forcément) longues et coûteuses, et lesquelles ? Et en faire de même à l'EPR de Flamanville, lequel a été conçu à partir de ce même modèle ?

L'arrêt du réacteur Penly 1 rajoute une sérieuse couche d'inquiétude. Là encore, il s'agit de « fissures dans les coudes » du circuit de secours constatées par le gendarme du nucléaire. Or ce réacteur nucléaire de 1 300 MW mis en service voilà plus de trente ans appartient à une série de douze réacteurs tous construits sur le même modèle, baptisée du joli nom de P4. « Et s'ils souffraient tous du même défaut ? s'interroge Bernard Laponche. Il faudrait mettre les 12 à l'arrêt... »

Mais comment la France, seul pays au monde à avoir mis toutes ses billes électriques dans l'atome, pourrait-elle se passer d'autant de réacteurs ? Jamais l'ASN n'osera ainsi paralyser le pays. Laponche : « Ne reste plus qu'à mettre un cierge pour qu'aucun d'entre eux n'ait besoin de circuit de secours. » Miracle : on a à la fois le nucléaire et le retour à la bougie !

Phénomène de corrosion sous contrainte : l'ASN demande à EDF d'approfondir ses analyses

Note d'information de l'ASN, 24/02/2022

Le 11 février 2022, 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'investigations et de contrôle.

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 (RRA) du circuit primaire principal.

S'agissant de la sûreté des réacteurs en fonctionnement, EDF a apporté des justifications de la tenue mécanique des tuyauteries concernées et des éléments tendant à montrer que les fissures ne se propagent que sur une épaisseur limitée. Toutefois, l'ASN considère qu'EDF doit encore démontrer que les études menées couvrent l'ensemble des cas possibles et que certains éléments de son analyse de sûreté doivent être approfondis. L'ASN a de ce fait formulé des demandes de complément à EDF.

EDF a également proposé une stratégie de contrôle de l'ensemble de ses réacteurs. **Ce programme s'appuie notamment sur le réexamen des résultats de contrôles précédemment réalisés, qui ont mis en**

évidence des indications classées comme parasites mais pouvant correspondre à de la CSC. EDF a ainsi identifié des réacteurs qu'elle considère devoir reconstruire à court terme. Les contrôles sur ces six réacteurs (1) prioritaires seront réalisés au cours d'arrêts débutant au plus tard d'ici fin avril 2022.

Par ailleurs, afin de compléter sa compréhension du phénomène de CSC, EDF va réaliser des contrôles étendus sur des réacteurs représentatifs des différents modèles qu'elle exploite (2). Ces réacteurs sont à l'arrêt.

Enfin, EDF poursuit ses études pour compléter ses connaissances sur le phénomène et a engagé le **développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures**. EDF prévoit de contrôler l'ensemble de ses réacteurs avec ces nouveaux moyens à compter de septembre 2022 et ce jusque fin 2023.

L'ASN a engagé avec l'appui de 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. Le groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires placé auprès de l'ASN y sera associé.

Outre des échanges techniques réguliers avec EDF, l'ASN a réalisé trois inspections sur la centrale de Civaux et une sur la centrale de Penly. Ces inspections ont porté sur les conditions de mise en œuvre des contrôles des soudures, l'exposition radiologique des intervenants et les conditions de conduite des chantiers de découpe des tuyauteries à expertiser.

(1) Il s'agit des réacteurs 3 et 4 de la centrale du Bugey, du réacteur 3 de la centrale de Cattenom, du réacteur B3 de la centrale de Chinon et des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Flamanville.

(2) Il s'agit, outre le réacteur 1 de la centrale de Penly et le réacteur 1 de la centrale de Civaux sur lesquels le phénomène a été découvert, du réacteur B3 de la centrale de Chinon et du réacteur 2 de la centrale de Fessenheim.

<https://www.asn.fr/>

Analyse GSIEN

Le point avec les experts

Le phénomène de la corrosion sous contrainte est connu notamment pour apparaître dans un alliage à base de nickel : l'Inconel 600. Rappel des problèmes rencontrés avec cet alliage par le Centre d'Expertise et d'Inspection dans les Domaines de la Réalisation et de l'Exploitation (CEIDRE) d'EDF : « En dehors des tubes de générateur de vapeur pour lesquels les premières fissurations sont apparues au milieu des années quatre-vingt, les

premiers composants ayant souffert de ce type de dégradation ont été, dès la fin des années quatre-vingt, les piquages d'instrumentation des pressuriseurs 1 300 MWe et les adaptateurs de couvercle de cuve » [1]. Par la suite, des problèmes de fissurations de l'Inconel ont été rencontrés sur des cloisons de générateurs de vapeur et des pénétrations de fond de cuve.

Selon les premiers éléments fournis par l'ASN et l'IRSN, le phénomène d'apparition de corrosion sous contrainte sur des tuyauteries et coudes RIS fabriqués en acier inoxydable est inattendu. Après cette découverte, la mise en évidence d'indications pouvant correspondre à de la CSC sur les tuyauteries du RRA (palier N4 et Penly 1) devrait moins surprendre...

En 2008, le CEA faisait le point sur le sujet : « dans les réacteurs à eau sous pression, les alliages utilisés (type alliages de nickel ou aciers inoxydables) sont donc habituellement recouverts d'une très fine couche protectrice, appelée « couche de passivation » ou « couche passive », qui s'est formée à la surface du métal par réaction entre ce métal et le milieu environnant. Souvent, c'est précisément parce que la bonne résistance à la corrosion généralisée du métal ou de l'alliage considéré est due uniquement à la protection apportée par sa couche passive que ce métal est sensible aux différentes formes de la corrosion localisée : on peut ainsi considérer que la corrosion localisée est une sorte de « maladie » de l'état passif. L'altération locale des propriétés protectrices de la couche passive peut être due à une agression chimique – c'est le cas de la corrosion par piqûres, causée habituellement par l'action de certaines espèces chimiques comme les ions chlorure – ou à une sollicitation mécanique, comme en corrosion sous contrainte. D'un point de vue pratique, l'étude de l'amorçage des phénomènes de corrosion localisée (y compris de corrosion sous contrainte) passe donc par celle de la couche passive, de son évolution, de la création de défauts dans cette couche et de sa destruction locale. Après l'amorçage, a lieu la propagation de la corrosion localisée. Cette dernière va mettre en jeu des mécanismes spécifiques et différents pour la corrosion par piqûre et la corrosion sous contrainte.

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 et le milieu** (comme toujours, en corrosion) et **la contrainte**. C'est ce qui est illustré par le diagramme de Venn (figure ci-après).

Aucun matériau ne peut être considéré comme sensible ou insensible à la CSC (même si, pendant

longtemps, les métaux purs ont été considérés comme insensibles). Mais dans un milieu donné, les matériaux peuvent être plus ou moins sensibles. C'est, par exemple, ce qui a conduit à remplacer l'alliage 600, sensible à la CSC en milieu primaire REP, par l'alliage 690, considéré comme pratiquement insensible en milieu primaire.

Aucun milieu ne peut être considéré comme promoteur intrinsèque de CSC, même si les milieux chlorurés ou certaines espèces soufrées sont à l'origine de nombreux cas de fissuration. Dans les réacteurs, on veillera, par exemple, à limiter les teneurs en oxygène et en chlorure, afin de se situer en dessous des concentrations qui peuvent conduire à une fissuration des aciers inoxydables » [2].

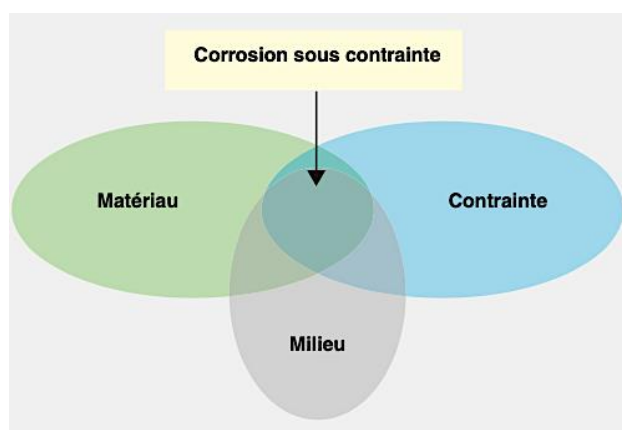


Diagramme de Venn illustrant les trois facteurs de la Corrosion sous contrainte

Exemple des problèmes rencontrés par EDF avec de la corrosion en présence de chlorures : selon le CEIDRE de nombreuses fissures ont été détectées « sur les tuyauteries de la boucle des concentrats et sur l'évaporateur du système TEU [Traitement des effluents usés] des paliers 900 et 1300 MWe. Ces zones sont sensibles à la fissuration par corrosion sous contrainte en milieu chloruré ».

« **Les aciers inoxydables austénitiques** de type AISI 304L et 316L (cf. tableau page suivante) sont très employés dans le circuit primaire des centrales nucléaires du fait de leur bonne résistance à la corrosion généralisée à haute température. En revanche, ils **présentent une sensibilité marquée à la corrosion sous contrainte dans certaines situations de milieux ou d'écrouissage**. Effectivement, ces nuances sont sensibles à la corrosion sous contrainte à partir de 200 °C en milieu primaire même faiblement pollué (chlorures), en milieu aéré ou bien en présence de sulfates lorsque le milieu est désaéré. L'acier 304L est généralement moins résistant à l'amorçage de piqures de corrosion que l'acier 316L, ce dernier présentant un pourcentage de Mo [molybdène] plus élevé » [3].

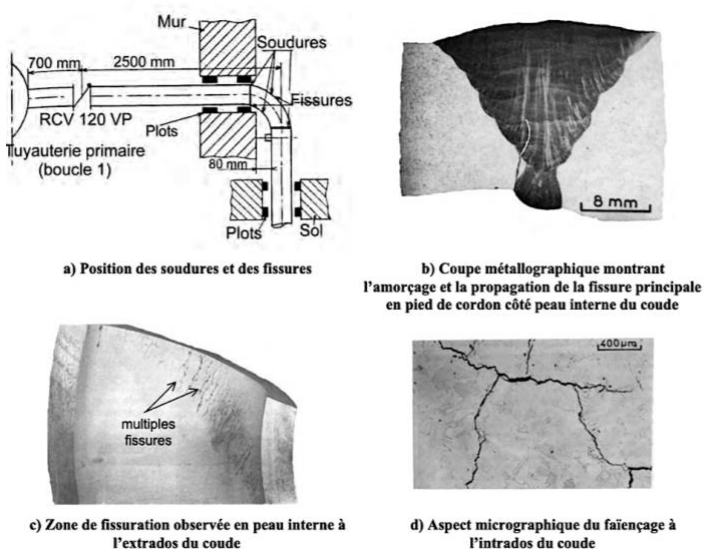
Nous pouvons citer un autre exemple trouvé dans un ancien Rapport annuel d'information (1983) de la centrale du Bugey : « le 11 novembre [1983], à l'occasion

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, 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 consécutive à une pollution de circuit par des résines lors des essais de démarrage » [4].

Un autre rapport du CEA, plus ancien, évoque plus précisément (et prudemment) ce même cas de fissuration multiple sur un coude d'une ligne RIS d'une tranche de 900 MWe : « **Fissuration d'un coude en acier inoxydable austénitique du circuit d'injection de sécurité du réacteur Bugey 3** ». Ce cas a été présenté lors d'un colloque en 1985 :

« Une fuite a été détectée après 31 600 heures de fonctionnement sur un coude (figure a), dans un acier AISI 304. Deux fissures étaient présentes, une fissure traversante partant de la partie basse de la soudure coude-tuyauterie horizontale (figure b), et une autre fissure voisine avec du faïençage bidirectionnel (figure c et figure d). Les figures sont présentées ci-dessous.

Éléments bibliographiques sur la fissuration multiple et la fatigue thermique



Fissuration traversante sur le circuit RIS de Bugey 3 [5]

A la suite d'un examen fractographique, 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 » [5].

Désignation de l'alliage			Composition chimique (en % masse)										
Symbolique	Numérique	Usuelle	C	Si	Mn	P max	S	N	Cr	Mo	Ni	Fe	Al
X2CrNi18-9	1.4307	304L	≤0,03	≤1	≤2	0,045	≤0,015	≤0,11	17,5 à 19,5	-	10,0 à 13,0	Compl.	-
X2CrNiMo 17-12-2	1.4404	316L	≤0,03	≤1	≤2	0,045	≤0,015	≤0,11	16,5 à 18,5	2 à 2,5	8,0 à 10,5	Compl.	-

Composition chimique des alliages 304L et 316L [3]

L'emploi du conditionnel en dit long quant à la compréhension de l'origine de la CSC du coude RIS du réacteur de Bugey 3. La tranche ayant divergé pour la première fois en 1978, les fissures de CSC sont apparues très tôt dans la vie de ce réacteur, cinq années après la mise en service de la tranche et les essais de démarrage : elles seraient imputables à une pollution accidentelle au soufre associées à des chocs thermiques. Et si les vibrations générées par la rotation du cardan vertical reliant le moteur à la pompe RIS, vibrations transmises aux tuyauteries au travers du génie civil et mesurées à l'époque, avaient créé un niveau de contraintes supplémentaires permettant l'amorce de la fissuration ?

Reprenons le fil du dossier du CEA sur la corrosion : « dans le cas des REP, les aciers inoxydables austénitiques de type 304L et 316L constituent une grande part des composants des internes [de cuve], la tuyauterie primaire ainsi que ceux des systèmes d'injection de sécurité (RIS) et de refroidissement des réacteurs à l'arrêt (RRA), et la robinetterie associée (vannes, clapets). Les cas de fissurations constatés sur les aciers inoxydables austénitiques ont d'abord été associés à la présence accidentelle de polluants dans le circuit primaire, essentiellement oxygène (introduit lors des arrêts de tranche), chlorures et moins fréquemment sulfates. Ces cas se sont révélés généralement sporadiques (bras morts des circuits RIS et RRA, par exemple) ou plus rarement génériques (liaisons de type CANOPY [joint soudé au niveau des brides d'adaptateur de couvercle de cuve]). **À 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 le cas où les matériaux apparaissaient significativement écrouis** (cas des gaines des cannes chauffantes de pressuriseur). Au CEA, plusieurs programmes ont été consacrés aux différents cas de fissuration par CSC des aciers inoxydables austénitiques en partenariat avec les équipes d'EDF » [2].

On peut également citer la fissuration des vis de cloisonnement (en inox 316) de cœur attribuée à de la corrosion sous contrainte assistée par l'irradiation, l'influence de l'irradiation accélérant le phénomène de corrosion du métal des vis. D'autre part, d'après deux documents d'EDF, le GSIEN peut faire état de « plusieurs cas de fissuration découverts depuis 2012 » par EDF sur la visserie inox des pompes primaire du « palier N4 » [6] et également de fissures sur la « ligne

de reprise de fuite du joint intérieur du couvercle de cuve » de « Bugey 2 en 2010 » et de « Gravelines 4 en 2014 » [7], des tuyauteries en acier inoxydable.

Une corrosion non anticipée par EDF

En 2018, l'IRSN fait un point récent sur la corrosion sous contrainte dans un rapport sur la « Maîtrise du vieillissement dans le cadre des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe » :

« Pour ce qui concerne la CSC en milieu primaire nominal, EDF fait état de son retour d'expérience et de l'état de l'art. Pour l'apparition de ce phénomène d'endommagement, EDF retient que des conditions spécifiques sont nécessaires pour sa survenue : présence d'écrouissage, de contraintes résiduelles, présence de contraintes cycliques. Pour EDF, à ces conditions sont associés des "seuils de sensibilisation". De ce fait, **EDF ne s'attend à aucun endommagement de ce type dans la plupart des installations, car il considère que les procédés d'élaboration excluent les conditions spécifiques précitées et prémunissent ainsi les matériels en acier inoxydable austénitiques de la CSC**, en particulier l'hypertrempe en fin de fabrication. Pour bon nombres de matériels, le sujet n'est soit pas mentionné dans les DAPE [cf. encadré], par exemple le DAPE des tuyauteries primaires, soit abordé, puis écarté, comme dans le DAPE des tuyauteries auxiliaires. [EDF aurait-il appliqué un principe d'exclusion de fissures ?]

Le GSIEN a ouvert le « Dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation (DAPE) de la tranche 3 du Bugey ».

Au paragraphe des « Particularité de conception – fabrication – réalisation » du chapitre traitant des « tuyauteries auxiliaires CPP [Circuit primaire principal] et piquages primaires CPP », la fissuration traversante et la réparation du coude RIS en 1983 ne sont pas renseignées :

« par rapport au Dossier de référence réglementaire (DRR), aucune particularité n'est signalée dans le dossier de référence des tuyauteries auxiliaires du CPP de Bugey 3.

Rappel : Bugey 3 étant une tranche du palier CP0, les coudes des lignes RIS sont de fabrication en demi-coquilles. Tous les END [Examen non destructif] réalisés jusqu'à présent sur ces soudures (ultrasons) n'ont révélé aucune anomalie ».

Il est vrai qu'il n'y a pas besoin de contrôles par ultrasons pour détecter une fuite... A tout le moins, signaler le problème et sa résolution n'aurait pas été incongru.

Source, DAPE Bugey 3 - EDF, 30 avril 2014

Pour l'IRSN, cette justification n'est pas suffisante. En effet, la CSC résulte pour l'essentiel des contraintes résiduelles, sur le matériel installé. Cela comprend les contraintes résiduelles des procédés de mise en forme, mais également celles dues aux opérations de soudage, rabouillage ou montage sur site. Par ailleurs, les étapes de montage incluent des finitions de surface comme le meulage, qui induisent des modifications d'état de surface pouvant entraîner des amorçages de fissures, comme le prouve le retour d'expérience international. Une analyse du retour d'expérience international en date de 2007 montre qu'une très large variété de matériels peut être affectée et que des pics dans le nombre de cas de CSC apparaissent en fonction de l'âge des réacteurs (voir illustrations ci-dessous). Le retour d'expérience français sur le sujet montre également que **lorsque la CSC des aciers inoxydables survient, elle n'a pas été anticipée.**

Ainsi, le risque de CSC des aciers inoxydables austénitiques en milieu primaire doit s'apprécier en tenant compte non seulement des modes de fabrication (états de surface y compris), mais également à l'aune des conditions de montage final sur site, qui ne sont pas nécessairement bien connues. Une appréciation sur la base des seules conditions de fabrication en usine, quand bien même celles-ci seraient connues, n'est pas suffisante.

L'IRSN entend toutefois qu'il s'agit d'un risque complexe à étudier. **L'état de l'art montre qu'il n'existe pas de critère**

internationalement défini ou reconnu pour prévoir l'endommagement par CSC des aciers inoxydables, ni de modèle prédictif. De plus, les aciers inoxydables couvrant l'essentiel des matériels des circuits primaires et auxiliaires, une surveillance par CND [Contrôle non destructif] de l'ensemble des matériels en acier inoxydable n'est pas viable. Par conséquent, il apparaît nécessaire à l'IRSN que ce sujet soit traité dans un dossier transversal spécifique. Un tel dossier devra comprendre une synthèse du retour d'expérience et de l'état de l'art, et décrire les voies d'amélioration de la connaissance des états métallurgiques des matériels, avec pour objectif d'établir une surveillance adaptée selon des critères scientifiques, dans un souci d'anticipation.

Ce point fait l'objet d'un engagement d'EDF, rappelé dans l'observation ci-après.

Observation n° 4 : EDF s'engage « à établir, à l'échéance de fin 2018 une note de synthèse relative à la corrosion sous contrainte des aciers inoxydables austénitiques au contact du fluide du circuit primaire ».

Observation n° 4 : EDF s'engage « à établir, à l'échéance de fin 2018 une note de synthèse relative à la corrosion sous contrainte des aciers inoxydables austénitiques au contact du fluide du circuit primaire ».

L'IRSN donne des précisions sur la « Corrosion sous contrainte en milieu pollué », le milieu pollué étant le milieu primaire de composition nominale avec présence de bore et de lithium (voir encadré) :

« Les études réalisées pour évaluer la sensibilité des lignes à la corrosion ont abouti à la conclusion qu'un certain nombre de facteurs était nécessaire au

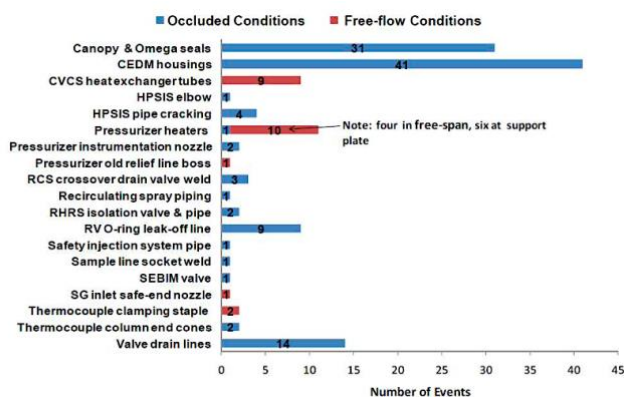
Milieu primaire : « Le fluide caloporteur primaire est de l'eau pure contenant de l'acide borique, du lithium et de l'hydrogène dissout (...). L'eau pure sert de fluide caloporteur et l'acide borique d'absorbeur des neutrons venant de la réaction nucléaire. La présence de cet acide diminue le pH.

L'adjonction de lithium sert à augmenter le pH jusqu'à la valeur de $\text{pH}_{320^\circ\text{C}} = 7,2$ (le pH neutre à 320°C étant $\text{pH}_{320^\circ\text{C}} = 5,8$) ce qui diminue les phénomènes de corrosion généralisée.

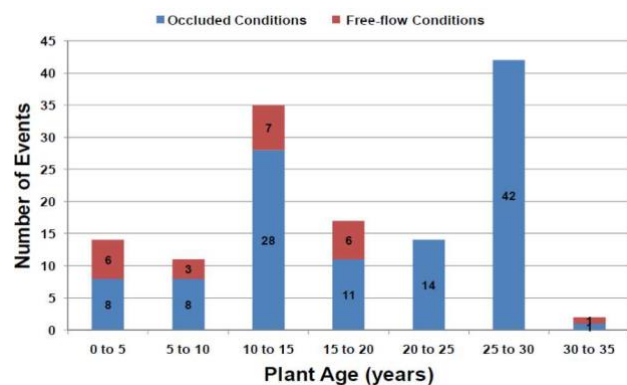
L'hydrogène est ajouté afin d'éviter la radiolyse de l'eau qui produit des espèces chimiques oxydantes », de l'oxygène principalement.

Source, [Thèse oxydation acier inox 316L \(2012\)](#)

Les illustrations ci-dessous, issues d'une étude menée par l'EPRI en 2007 [i], montrent que la corrosion sous contrainte (CSC) des aciers inoxydables en milieu primaire affecte une large variété de matériel et que des pics de cas de CSC apparaissent en fonction de l'âge des réacteurs. En 2007, 137 cas avaient été recensés par l'EPRI. Et de nouveaux cas apparaissent régulièrement depuis (source, IRSN).



Cas de corrosion sous contrainte répartis en fonction des composants en acier inoxydable affectés



Distribution des 137 cas de corrosion sous contrainte d'acier inoxydable en fonction de l'âge des réacteurs

[i] G.O. Ilievabre et al., « SCC of Stainless Steels under PWR service conditions », actes de la conférence Fontevraud 6, Avignon, septembre 2010

déclenchement du phénomène de corrosion. Ces facteurs comprennent la température, le niveau de contraintes et la concentration en chlorures et oxygène. Les lignes concernées sont les circuits dont la configuration isométrique est susceptible d'entraîner une température du tronçon inter-isolement supérieure à 80 °C et qui présentent un risque de corrosion en milieu oxygéné. Certaines lignes RIS et vidange de branche en U peuvent être affectées par ce phénomène.

EDF considère que la maintenance est adaptée et que le remplacement ou la réparation des tronçons sont de difficulté moyenne donc le statut des fiches de vieillissement concernées par la corrosion sous contrainte en milieu pollué est 0 ».

Le statut « 0 » d'une fiche d'analyse du vieillissement indique que le vieillissement est maîtrisé, voir ci-dessous les matériels concernés.

« EDF indique un certain nombre de conditions favorisant le développement de corrosion sous contrainte et conclut par le fait que les tronçons inter-isolement (lignes RIS en branches froide et chaude, branches en U, lignes de vidange de la branche en U) dont la température est supérieures à 80 °C et avec un milieu oxygéné sont susceptibles de subir cette dégradation. L'IRSN considère qu'EDF devrait expliciter sa position sur le caractère avéré ou potentiel du mécanisme de corrosion sous contrainte en milieu pollué, en tenant compte de la géométrie plus ou moins favorable au réchauffement du tronçon inter-isolement ».

Dans les annexes du rapport de l'IRSN, on trouve une liste de quelques **fiches d'analyse du vieillissement où la corrosion sous contrainte de l'acier inoxydable austénitique est associée au « mécanisme de vieillissement »**. Les éléments concernés sont des « tuyauterie et piquage » des auxiliaires du circuit primaire principal :

- « **Ligne d'injection de sécurité en BC** » (Branche chaude - sortie cuve) ,
- « **Ligne d'injection de sécurité en BF** » (Branche froide - entrée cuve) ,
- « **Ligne de refoulement RRA (Refroidissement du réacteur à l'arrêt) et d'injection RIS accumulateur en BF** »,
- « **Ligne d'aspiration du RRA** »,
- « **Ligne d'aspersion principale et auxiliaire du pressuriseur** »,
- « **Lignes de vidange des branches en U** » [8].

Ces six fiches génériques se rapportaient aux trente-quatre tranches du palier 900 MWe (en 2018) et elles ont été notifiées au statut 0 : *vieillissement maîtrisé* selon EDF. Il serait judicieux d'aller vérifier les lignes de ces circuits auxiliaires et de faire évoluer le statut des fiches d'analyses car il semble que le vieillissement ne soit pas aussi maîtrisé qu'annoncé. La découverte de nombreuses fissures sur le circuit RIS (et potentiellement sur le circuit RRA) des autres paliers appelle à la prudence.

Étendue du phénomène de corrosion sous contrainte des circuits RIS

Informations d'EDF : « le 15 décembre, EDF a indiqué dans un communiqué avoir détecté, lors de la deuxième visite décennale du **réacteur n°1 de Civaux**, un endommagement de l'acier inoxydable d'une portion de tuyauterie sur les lignes du circuit d'injection de sécurité (RIS).

Les contrôles par ultrasons réalisés sur ce circuit 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 » [9].

EDF ne dit pas que **le procédé historique de contrôle par ultrasons ne permettait la détection de défauts, même importants, causés par la corrosion sous contrainte. Les indications détectées en 2011 avaient été classées comme parasites** (en toute rigueur...) Elles avaient été attribuées à la géométrie des coudes et des tuyauteries en l'absence de retour d'expérience de fissure causée par la fatigue thermique dans ces zones à géométrie particulière. Jusqu'à présent, seuls les défauts de fatigue thermique étaient recherchés dans les REP. Le procédé de contrôle de ces défauts a été adapté à la détection de fissures de corrosion sous contrainte, suite à la découverte des premières fissures sur Civaux 1. Les fissures se situent dans la zone des indications signalées comme *parasites* lors des contrôles effectués en 2011. Par contre, si l'optimisation du procédé de contrôle permet la quantification et la localisation des fissures, il ne permet pas leur caractérisation. Actuellement, les caractérisations de fissures sont réalisées au Laboratoire intégré d'expertise du CEIDRE (LIDEC) appelé « labo chaud », le CEIDRE étant le centre d'expertise d'EDF. On y réalise les contrôles destructifs afin de caractériser les indications détectées, après décontamination des coudes découpés sur les circuits RIS.

D'après une source proche du dossier (et du GSIEN), les contrôles par ultrason sont difficiles à réaliser dans l'acier inoxydable à cause de la présence de *gros grain* dans la structure de la matière, ce qui perturbe la réflexion des ondes ultrasonores. Les indications relevées par ultrason se traduisent en décibels (dB). Leur interprétation est un art compliqué même pour les techniciens les plus expérimentés. Prenons l'exemple de deux indications relevées sur deux soudures différentes, une mesurée à 2 dB et l'autre à 15 dB : l'examen destructif des deux soudures suspectes peut révéler la présence de fissures de l'ordre de 5 mm dans les deux cas, malgré la différence d'amplitude entre les relevés ultrasonores. A contrario, une indication supérieure à 15 dB peut correspondre à une fissure 2 mm. Le contrôle par ultrason pourrait avoir atteint ses limites dans l'acier inoxydable austénitique.

Comme on l'a lu dans la note information de l'[ASN](#) du 24/02/2022 (cf. page 6), « *EDF poursuit ses études pour compléter ses connaissances sur le phénomène et a engagé le développement de nouveaux moyens de contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures. EDF prévoit de contrôler l'ensemble de ses réacteurs avec ces nouveaux moyens à compter de septembre 2022 et ce jusque fin 2023* ». Vu la géométrie des circuits concernés, cela représente près de 10 000 soudures à contrôler !

Un programme de contrôle conséquent, qui pourrait déboucher sur un chantier titanesque : « *des solutions de remplacement ou de réparation des portions de tuyauteries affectées par le phénomène d'endommagement sont en cours d'instruction. Elles seront mises en œuvre au cas par cas, en fonction des conclusions des contrôles, afin de garantir la sûreté des installations* », selon une Note d'infos d'EDF (8/02/22).

EDF préparerait-elle d'ores et déjà son "dossier défensif" ? L'entreprise souligne que « les calculs réalisés à partir du défaut le plus marqué constaté à date sur une portion de tuyauterie du circuit RIS de Civaux 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 », malgré la présence de fissures de « 0,75mm à 5,6mm au maximum » [9].

De plus, avec l'optimisation du contrôle par ultrason permettant de mesurer la profondeur des fissures, signalé par l'ASN, EDF pourrait envisager une estimation de classement des indications détectées en fonction de leurs amplitudes mesurées par ultrason. Pour éventuellement ne réparer que les plus inquiétantes si tant est qu'une corrélation entre amplitude et profondeur de fissure puisse être établie. Reste à justifier toutes ces réparations et estimations auprès de l'ASN.

L'ASN s'y prépare avec cette offre d'emploi publiée sur un site Internet de la fonction publique de l'État : « *ASN/DEP/NP/Ingénieur(e) spécialiste - Chef(fe) de projet en charge de la corrosion sous contrainte* ». Extrait du « *descriptif de poste* » : le futur embauché aura « en charge le suivi de l'ensemble des problématiques liées à la découverte de la corrosion sous contrainte sur des tuyauteries en aciers inoxydables austénitiques en milieu primaire REP du parc en service ». Il devra avoir une connaissance « technique solide », « différents domaines d'expertise tels que les contrôles non destructifs, les analyses mécaniques de tenue à la rupture, les analyses des procédés impliqués (tels que le soudage), ou encore la compréhension des phénomènes de corrosion sous contrainte. Il implique également une bonne connaissance du fonctionnement et des contraintes auxquels sont soumis les équipements du circuit primaire principal des réacteurs » [10].

Contrairement aux réacteurs à eau bouillante où de nombreux cas de corrosion sous contrainte sont mentionnés dans le retour d'expérience international, on dénombre peu de phénomène de ce type sur les systèmes RIS des REP concernées (5 cas recensés par

l'IRSN jusqu'en 2007, HPSIS pipe cracking et Safety injection système pipe - voir l'illustration page 10). Une méconnaissance des contraintes réelles d'érouissage (usinage, meulage, soudage, etc.) pourrait expliquer l'absence d'anticipation du développement rapide du phénomène. Les fissures découvertes se situent au niveau de la Zone affectée thermiquement [ZAT] par les soudures (coude-tuyauterie). La compréhension du problème n'est ainsi pas acquise pour l'instant.

Zone affectée thermiquement : « La zone se trouvant en bordure de la zone fondue sur une largeur plus ou moins grande ayant été soumise à l'élévation de température sans être portée à la fusion. Le chauffage, la composition chimique et la vitesse de refroidissement de cette zone génèrent des modifications plus ou moins importantes de la structure métallurgique » [[Thèse ZEMIH Sana](#)].

« On peut rencontrer (...) de nombreux défauts dans le métal fondu mais également autour (ZAT – zone affectée thermiquement) qui peuvent être liés à des anomalies dans la microstructure du métal de base, à la qualité du matériau d'apport ou encore à un paramètre de soudage non respecté ou mal optimisé » [[Metalblog](#)].

Alors qu'*EDF ne s'attend[ait] à aucun endommagement de ce type dans la plupart des [ses] installations, l'une des formes les plus redoutées de corrosion, la corrosion sous contrainte, est brusquement apparue, exempte de tout signe précurseur, ou presque... Toutes les tranches du palier N4 (1 450 MWe) sont affectées par de la fissuration de coudes (et/ou de tuyauteries) RIS mais également la tranche de Penly 1 du palier 1 300 MWe.* La fissuration provoquée par la corrosion sous contrainte de l'acier inoxydable en milieu primaire déjà constatée sur divers matériels s'étend désormais aux circuits RIS. Le circuit RRA de Penly 1 pourrait être également touché par ce phénomène générique.

Réacteurs à eau bouillante : « On sait que les aciers inoxydables austénitiques ayant subi un traitement thermique de sensibilisation (déchromisation des joints de grain par précipitation de carbure Cr₂₃C₆) sont susceptibles de se fissurer sous contrainte dans l'eau à haute température contenant de l'oxygène (quelques centaines de microgrammes par kilogramme). C'est ce phénomène qui a été à l'origine des fissurations importantes rencontrées dans les circuits des réacteurs à eau bouillante (REB) au voisinage des joints soudés. Dans le cas des REP, l'injection d'hydrogène à des concentrations de l'ordre de 25 ml/kg d'eau dans le circuit primaire maintient normalement le potentiel redox du milieu à des valeurs suffisamment faibles pour que cette fissuration, observée en milieu REB, ne puisse se produire ».

Source, Techniques de l'ingénieur, traité Génie nucléaire - Chimie de l'eau et corrosion dans les REP

Précisions pour la centrale de Civaux : de nombreux coudes en acier inoxydable austénitique des **quatre** lignes RIS de Civaux 1 sont affectés, des défauts similaires sur les mêmes matériels sont présents à Civaux 2. Selon France 3 (23/02/22), « 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 millimètres d'épaisseur »... France 3 précise que « des doutes subsistent sur l'explication de ces défaillances et suscitent l'inquiétude » [11].

Pour le GSIEN, les contrôles approfondis de toutes les zones concernées doivent être étendus rapidement à l'ensemble des tranches du parc EDF, celles de 1 300 MWe bien sûr, le phénomène étant avéré sur un réacteur mais aussi celles de 900 MWe, y compris le palier CP1 (Blayais, Dampierre, Gravelines et Tricastin) qui ne figure pas dans la liste des tranches à contrôler en priorité. Les contrôles, outre le circuit RIS, devront s'étendre aux autres parties des installations potentiellement affectées par la corrosion sous contrainte de l'inox comme par exemple les *internes de cuve, la tuyauterie primaire, le circuit de refroidissement des réacteurs à l'arrêt (RRA) et la robinetterie associée (vannes et clapets)*.

Quant aux réparations, les parties découpées pour examens destructifs seront de fait remplacées, dans un environnement dosant (proximité des piquages RCV et aux pieds des GV). Pour les autres lignes présentant des *indications*, sans possibilités de caractériser la taille de la fissure avec un haut degré de confiance, il serait sage de les remplacer également compte-tenu des incertitudes inhérentes au procédé de contrôle par ultrason.

EDF va devoir approvisionner de l'acier inoxydable de qualité et en quantité, si le *marché* le permet en ces temps troublés de flambée du prix des matières premières et de risque de pénurie.

Indisponibilités des réacteurs impactés

Nous avons fait un point à mi-mars sur les indisponibilités des cinq tranches affectées par les fissures dues à la corrosion sous contrainte. Plus d'un an d'arrêt pour Chooz 1 et 2 mais aussi pour Civaux 1 et 2 plus Penly 1 qui sont en visite décennale et où les travaux de réfection de circuit RIS pourraient être intégrés au planning de la visite décennale, sans prolongation prévue par EDF, à ce jour. Nous avons également regardé les indisponibilités programmées des six tranches possiblement touchées par la corrosion sous contrainte suite à la relecture des anciens contrôles par ultrasons. EDF envisage de réaliser des contrôles sur ces six tranches dans les mois qui viennent. Pour prioriser le programme de contrôle des tranches potentiellement affectées, EDF s'est appuyé sur des *indications* classées à l'époque comme *parasites* en fonction de leur amplitude mesurée, les

tranches avec des défauts de faibles amplitudes n'étant pour l'instant pas concernées par le programme de contrôles 2022. EDF va également contrôler le circuit RIS de Fessenheim 2, en arrêt de *longue durée* (cf. tableau page suivante). A priori, EDF prévoit d'étendre les contrôles de toutes les tranches du parc, en les étalant sur la période 2022-2024.

Le contrôle d'une tranche "coûte" environ un mois d'indisponibilité (prévision). Les réparations des tranches de Chooz semblent s'étaler sur une année (sans aléas...). Les longues prolongations de certains arrêts de tranches nécessaires aux réparations des soudures fissurées semblent confirmer l'ampleur du problème et ce qui se dit tous bas au sein de l'entreprise : **pour les cinq première tranches affectées (les quatre du palier N4 et Penly 1), l'ensemble des soudures examinées présente des indications avec le procédé de contrôle par ultrason optimisé...**



Références

- [1] Corrosion sous contrainte, l'alliage 600 à l'étude – EDF, Les cahiers du CEIDRE n°3, juin 2012
- [2] La corrosion dans les réacteurs à eau : phénoménologie, mécanismes, remèdes – CEA, 12 décembre 2008 – <https://www.cea.fr/>
- [3] Caractérisation des défauts relevés sur les tuyauteries de la boucle des concentrats et sur l'évaporateur du système TEU des paliers 900 et 1300 MWe – EDF CEIDRE, 15/01/2015
- [4] EDF - Centre de production nucléaire du Bugey - Rapport annuel d'information 1983
- [5] Amorçage et propagation de réseaux de fissures de fatigue thermique dans un acier inoxydable austénitique de type X2 CrNi18-09 (AISI 304L) – Rapport CEA-R-6041, 2004 (voir pages 35 et 36) - <https://inis.iaea.org/>
- [6] Directoire technique d'exploitation N°48 du 09/09/2014 - Relevé de conclusions - EDF UNIE, 16/04/2015
- [7] Relevé de conclusions - Réunion ECDT (Élaboration et Contrôle des Décisions Techniques) du 17 février 2015 - EDF UNIE, 17/03/2015
- [8] Maîtrise du vieillissement dans le cadre des quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe – Rapport IRSN n°2018-00003, tomes 1 et 2
- [9] https://www.edf.fr/edf_mise_a_jour_note_info_ris_fev2022.pdf
- [10] <https://place-emploi-public.gouv.fr/>
- [11] Centrale nucléaire de Civaux dans la Vienne : l'ampleur des dégâts - 23/02/2022 <https://france3-regions.francetvinfo.fr/>

Point sur les indisponibilités prévisionnelles (mars 2022)
Fissuration de corrosion sous contrainte de l'acier inox
Réacteurs affectés - Réacteurs à contrôler en priorité

Palier	Tranche	Date d'arrêt	Date prévisionnelle de reconnexion au réseau	Note
1450 MWe N4	Civaux 1	21/08/21	31/08/22	Visite décennale
	Civaux 2	20/11/21	31/12/22	Visite décennale
	Chooz B1	19/12/21	31/12/22 ¹	
	Chooz B2	16/12/21	31/12/22	
1300 MWe P'4	Penly 1	2/10/21	31/10/22 ²	Visite décennale
	Cattenom 3	26/03/22	30/04/22	Arrêt anticipé
1300 MWe P4	Flamanville 1	6/02/22	8/12/22 ³	Arrêt prolongé
	Flamanville 2	31/01/22	15/05/22 ⁴	Arrêt prolongé
900 MWe - CP2	Chinon B3	19/02/22	9/07/22	Arrêt anticipé
900 MWe CP0	Bugey 3	30/04/22	4/08/22	
	Bugey 4	9/04/22	14/05/22	Arrêt anticipé
	Fessenheim 2	22/02/20	31/12/2099	Voir ci-dessous...

1. Date de reconnexion initialement prévue le 11/02, repoussée au 27/07 puis au 31/12/2022
2. Date de reconnexion initialement prévue le 30/05, repoussée au 31/10/2022
3. Date de reconnexion initialement prévue le 23/03, repoussée au 28/04 puis au 8/12/2022
4. Date de reconnexion initialement prévue le 12/02, repoussée au 12/05/2022

Source, [Indisponibilité EDF](#) et [Note d'information d'EDF](#)

Le bug de l'an 3000

Centrale/Groupe	Type	Puissance (MW)	Puissance maximale (MW)	Date de début	Date de fin	Date de publication	Statut
 FESSENHEIM 1	Planifiée	0	880	22/02/2020 02:00:00	31/12/2099 02:00:00	20/02/2020 16:54:11	Actif

Copie d'écran extrait de la Liste des indisponibilités du site Internet d'EDF (mars 2022)

Dossier GSIEN
Point sur les EPR – Études - Construction - Fonctionnement

Le moins que l'on puisse dire est qu'une multitude de problèmes ont émaillé la construction des réacteurs EPR. La fête continue avec le retour d'expérience de la première tranche démarrée en Chine.

Flamanville 3 – Point sur les réparations en cours
Une tragédie technico-financière bien française

Détailler la longue liste des défauts et irrégularités entourant la construction de ce réacteur ne tiendrait pas dans le format Gazette. Officiellement démarré en septembre 2007 (premier béton), le chantier a accumulé tant d'anomalies et de retards qu'il n'est toujours pas terminé. Il est vrai qu'EDF avait grossièrement sous-estimé la durée du chantier et le coût de construction. Et aussi sa capacité à réaliser une si impressionnante machine capable de convertir autant de puissance en chaleur perdue.

Soudures non conformes

Sur les tuyauteries réputées être en *exclusion de rupture* du circuit secondaire eau/vapeur, de nombreuses soudures n'ont pas été réalisées dans les règles de l'art. Donnons la parole au gendarme du nucléaire : « les

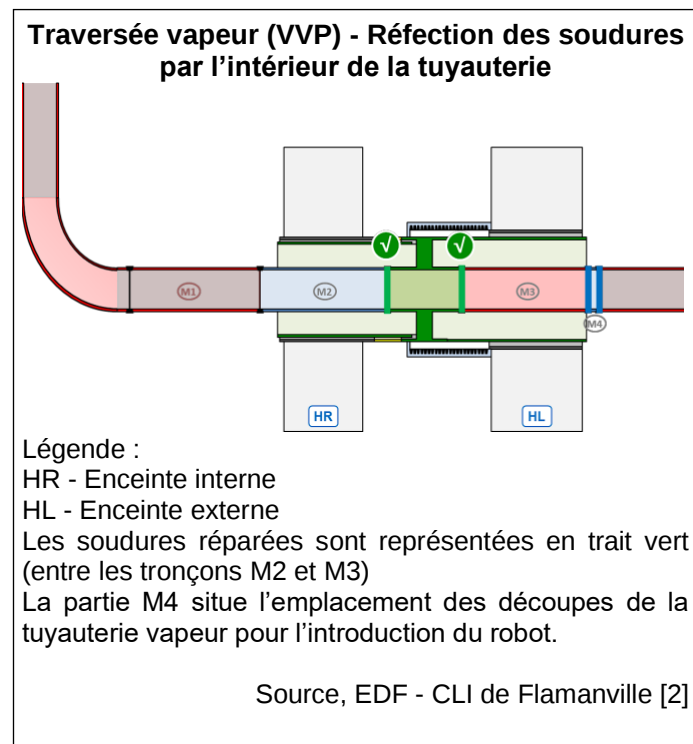
contrôles de l'ASN [avaient] mis en évidence un manque de maîtrise des opérations de soudage réalisées sur les tuyauteries VVP [circuit de vapeur principale] et une défaillance de la surveillance d'EDF sur ses prestataires » [cf. [Gazette 292/293](#)]. Ces soudures sont difficiles à reprendre car elles se situent dans l'espace exigu situé entre l'enceinte interne et l'enceinte externe constituant le bâtiment réacteur. « La stratégie de traitement retenue pour les soudures de traversées de l'enceinte consiste en une réparation complète des soudures par l'intérieur au moyen d'un robot développé par l'entreprise Westinghouse. Pour les autres soudures des tuyauteries de vapeur principale, la stratégie de traitement retenue est également une remise en conformité des soudures.

En 2020, l'ASN avec l'implication de l'organisme Bureau Veritas exploitation (BVE) ont instruit les éléments préalables au démarrage des premières opérations de

réparation des soudures VVP. Les premières opérations de réparations des soudures ont été engagées à l'été 2020 pour les soudures des enceintes de traversées. En 2021, les instructions se poursuivent et les opérations de réparation s'étendent progressivement à l'ensemble des soudures le nécessitant avec une échéance de fin des opérations de réparation prévues à ce jour par EDF à fin avril 2022.

En complément des actions de surveillance menées par l'organisme BVE, l'ASN réalise des inspections régulières afin de vérifier que la qualité de réalisation des soudures est atteinte et demeure à un niveau satisfaisant tenant compte de l'accroissement du nombre d'opérations de réparation menées en parallèle » [1].

D'après les infos d'EDF données à la CLI de Flamanville en novembre 2021, les robots américains effectuent « les différentes étapes de remise en conformité : découpe, soudage, arasage, contrôle, etc. » [2] (cf. figure).



Pour le GSIEN, cette méthode de soudage par l'intérieur modifie radicalement la géométrie des soudures qui avait été présentée dans le « Dossier d'Options de Sûreté » du réacteur. Pour les spécialistes : la passe racine d'origine se situait sur la paroi interne du tube tandis qu'elle se trouve après réparation sur la paroi externe du tube (voir la coupe d'une soudure ci-contre). Cela revient, en regardant la soudure selon un plan de coupe longitudinale vertical, à inverser le « V » (30 à 50 mm de hauteur pour 30 à 50 mm de largeur maximale) de la soudure. Il est difficile de penser que les caractéristiques initiales de la zone affectée thermiquement par l'opération de soudage restent identiques à celles qui furent validées. Il en va de même pour l'état de finition qui sera obtenu sur la paroi interne du tube et les éventuels aléas thermohydrauliques qui pourraient en résulter.

D'autre part, au vu des problèmes actuels identifiés au niveau de la réalisation des traitements thermiques de détensionnement nécessaires à la relaxation des tensions internes apparues lors de l'opération de soudage, nous recommandons la mise en œuvre d'un contrôle qui, au-delà de l'ordinaire examen des ressources documentaires associées, soit assorti d'un suivi *in situ* des opérations et vérifications des résultats obtenus.

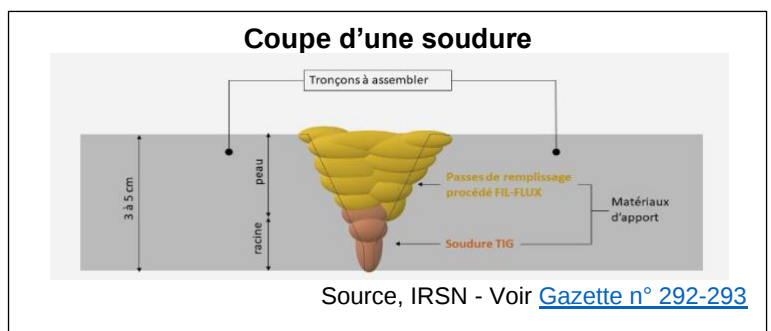
Par ailleurs deux questions restent à poser, au-delà des messages rassurants diffusés par l'EDF en assemblée générale de la Commission Locale d'Information de Flamanville :

- 1- La validation de la méthode par la Nuclear Regulatory Commission (NRC) des États-Unis est-elle approuvée dans le cadre des Règles de Conception et de Construction Mécaniques (RCCM) en vigueur en France ?
- 2- "Passent"-elles sous les fourches caudines du « principe d'exclusion de rupture », joker cher à EDF qui, sous couvert réglementaire, n'hésite pas à le mettre en avant afin d'éviter l'étude et la prise en compte des conséquences (ruine du réacteur en cas d'avarie sur ces tubes) ?

Selon La Presse de la Manche (19/11/21), huit soudures de traversée d'enceinte ont été refaites : « à côté de ces soudures qui concernent le circuit vapeur, quatre autres soudures du circuit d'eau, également situées au niveau de la traversée de l'enceinte, vont être reprises. Dans les deux cas, il faudra ensuite remettre en état les tuyauteries coupées pour laisser le passage aux robots. Il en restera encore plus de cinquante à reprendre sur le circuit secondaire principal » [3].

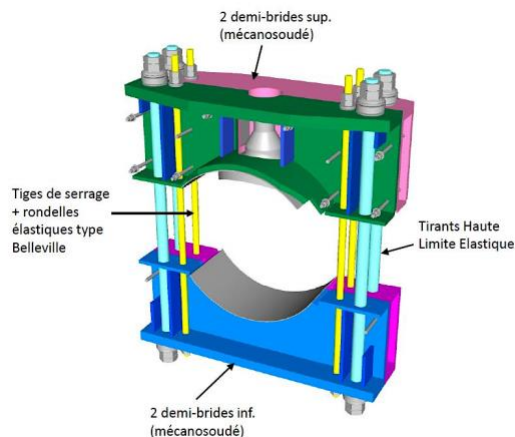
Piquage sur le circuit primaire

Un autre écart de conception avait été découvert sur trois de ces piquages (cf. [Gazette 294](#)). EDF avait réalisé des soudures de 507 mm de diamètre pour raccorder des piquages de diamètre nominal de 100 mm afin de permettre un contrôle plus aisé des soudures. Mais cette augmentation du diamètre de raccordement du piquage représentait une sacrée « évolution de conception ». Problème résumé par EDF à la CLI de Flamanville : « lors de l'élargissement des cordons de soudures des trois piquages, les diamètres des soudures devenaient largement supérieures à ceux pris en compte dans les études de sûreté » et dans les évaluations des conséquences accidentelles en cas de rupture. EDF a mis en place une « une task-force pour étudier plusieurs



scénarios techniques ». In fine c'est un bricolage qui a été choisi : la solution technique retenue consiste en la « mise en place d'un collier de maintien qui viendra se positionner sur chacune des 3 soudures [cf. figure et photo ci-après]. En cas de rupture hypothétique des soudures ce dispositif permet de garantir le respect des exigences de sûreté prévues à la conception » [2].

Collier "Jo la Bricole" et piquage sur la tuyauterie primaire



Source, EDF - CLI de Flamanville [2]

Commentaire GSIEN : à la conception et pour ce qui est des soudures, on peut être d'accord. Qu'en est-il des paramètres mécaniques qui concernent l'ensemble des tuyauteries de ces piquages ? La masse ajoutée a-t-elle été prise en compte sur ce plan y compris sur les aspects vibratoires ?

Le GSIEN rappelle ici que ces éléments sont eux aussi classés en *exclusion de rupture*. Ces colliers et leur mode d'implantations sont-ils conformes au principe ? De toute manière, ces soudures devront être contrôlées en service (source de la modification !) et il faudra alors démonter et remonter souvent ces colliers durant l'exploitation pour contrôler les cordons de soudures emprisonnés. Ce sont là des opérations dosantes pour les intervenants.

Vibrations de la ligne d'expansion du pressuriseur

Il s'agit de la tuyauterie assurant la liaison entre le circuit primaire et le pressuriseur. Explications d'EDF à la CLI de Flamanville : « En 2018, lors des essais fonctionnels à chaud d'Olkiluoto, des vibrations importantes de la LEP ont été observées. Les vibrations maximales sont

observées à chaud, lorsque la température du circuit primaire se situe proche de 300 °C et diminue fortement lorsque la température décroît. Les essais ont mis en évidence un amortissement inadéquat de la LEP » [2].

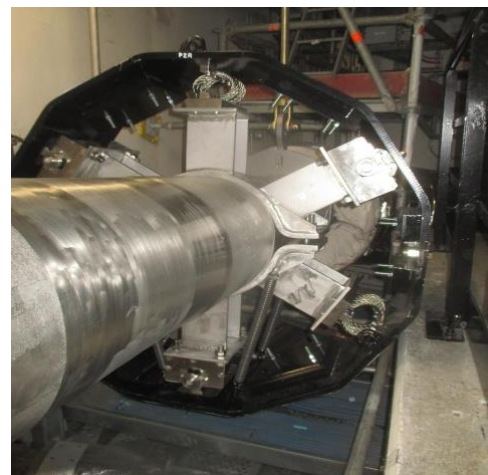
Dans la « Version demande de mise en service [du] Rapport de sûreté de Flamanville 3 » (2014), EDF explique l'objectif des essais fonctionnels sur les boucles primaires et la ligne d'expansion du pressuriseur : « confirmer que le système est correctement conçu et supporté pour prévenir les vibrations ». EDF avait particulièrement confiance en son installation : « il est à noter que la disposition et la taille de la tuyauterie des boucles primaires et de la ligne d'expansion des réacteurs EPR sont similaires à celles installées dans les centrales actuellement en exploitation. L'expérience acquise avec les centrales en exploitation indique que la tuyauterie des boucles primaires et de la ligne d'expansion est conçue et supportée correctement afin de minimiser les vibrations » [4].

L'expérience n'aura pas suffi. Un article de Thierry Gadault, paru dans [Blast](#) (17/07/21), détaille ce problème de vibration de la ligne d'expansion du pressuriseur qui pourrait remettre en cause la conception du génie civil du projet EPR2.

La ligne d'expansion du pressuriseur des EPR est donc le siège d'importantes vibrations. Il semble que le système n'ait pas été *conçu correctement*. Pour atténuer les vibrations, EDF explique à la CLI de Flamanville avoir installé « un dispositif absorbeur de vibration » sur une portion de tuyauterie de la LEP de Flamanville 3 (voir photo). Il s'agit d'un absorbeur à masse accordée ou « Tuned Mass Damper » (TMD) : « le TMD développé pour la LEP EPR est principalement constitué d'un support fixe attaché de manière rigide à la ligne et d'une masse mobile reliée à ce support fixe par le biais de ressorts-amortisseurs à câble ».

« Les tests effectués lors des essais à chaud de Flamanville 3, comme ceux effectués sur une autre

Le damper de Flamanville 3 installé sur la ligne d'expansion du pressuriseur



Source EDF - CLI de Flamanville [2]

tranche EPR à l'international [en Finlande], montrent l'efficacité du TMD et sa robustesse ».

EDF précise toutefois à la CLI que « *l'instruction de cette solution par l'IRSN est en cours* » [2]. A priori, le damper étant déjà installé, EDF ne doute pas de l'issue de *l'instruction de cette solution par l'IRSN*.

Le GSIEN s'interroge sur le comportement dans le temps d'un tel dispositif entre l'augmentation des contraintes sur la tuyauterie (masse du damper), le vieillissement du dispositif et le risque, en cas de rupture partielle du dispositif en service, d'une aggravation rapide et ruineuse du phénomène vibratoire.

Fissures sur des soupapes de sécurité du pressuriseur

Selon EDF, c'est en mars 2020 qu'une « *pièce fissurée dans un pilote d'une soupape* » [2] du pressuriseur est détectée sur le réacteur en construction d'Olkiluoto 3 en Finlande.

En fait c'est une fuite au niveau de l'organe de commande d'une soupape qui a alerté l'exploitant finlandais comme l'explique le Journal de l'Énergie (2/06/20) : « *c'est un équipement qui permet l'ouverture ou la fermeture de la soupape de sûreté, un "pilote mécanique", qui va fuir lors d'un test d'étanchéité, en mars, du réacteur EPR finlandais. Des fissures sont ensuite repérées sur deux pilotes* » [5].

Les soupapes du pressuriseur sont des organes de sûreté qui protègent le circuit primaire contre les surpressions. Les soupapes SEBIM qui équipent le parc de réacteurs en fonctionnement bénéficient d'un bon retour d'expérience.

EDF a pourtant innové avec les soupapes EPR qui sont source de dysfonctionnements chroniques : « *dans un article publié en 2014, Le Journal de l'énergie avait déjà fait mention d'un problème notable de conception des*

soupapes du pressuriseur de l'EPR de Flamanville. En 2017 et 2018, des dysfonctionnements des soupapes lors d'essais ont obligé EDF à en revoir plusieurs fois la conception.

Un rapport interne de l'IRSN datant de février 2015 et révélé par [Mediapart](#) la même année, indiquait que des défaillances des soupapes de sûreté de l'EPR avaient été identifiées lors de tests, notamment des fuites du pilote mécanique, l'équipement qui a fait défaut en mars [2020] sur l'EPR finlandais » [5].

En 2015, le premier constat de l'IRSN était plutôt sévère sur les soupapes « *Sempell VS99* » qui équipent le pressuriseur de Flamanville 3 et de Olkiluoto 3. C'est un matériel issu de la technologie Konvoi (REP allemand) avec des « *modifications technologiques sur la soupape FA3 [Flamanville 3] par rapport aux soupapes sur les réacteurs allemands* ». Voici résumés les « *risques de dysfonctionnement* » des soupapes du pressuriseur EPR établis par l'IRSN :

- « *Risques de fuite du fluide primaire vers RDP [Réservoir de décharge du pressuriseur] et RPE [Purges, évènements et exhaures nucléaires] (observé),*
- *Risque d'échec à l'ouverture (observé),*
- *Risque d'échec à la refermeture (observé),*
- *Risque d'ouverture intempestive,*
- *Risque d'ouverture prématurée,*
- *Risque d'ouverture retardée avec risque de dépasser PS [Pression maximale admissible],*
- *Des modes de défaillance multiples ».*

Un constat accablant pour l'ex champion français du nucléaire, « *responsable de la conception* » des soupapes et, comme le précise l'IRSN : « *Pas d'expérience d'AREVA dans la conception de soupape. Pas d'implication de SEMPELL lors des essais de qualification* » [6].

Les exploitants finlandais et français mettront plusieurs années pour tenter de fiabiliser le fonctionnement des soupapes du pressuriseur. Dans un avis rendu en 2018, l'IRSN note les évolutions de conception apportées aux soupapes mais l'IRSN « *estime qu'EDF doit encore compléter sa démonstration* » [7] et émet un certain nombre de recommandations techniques et d'observations pour y parvenir.

A ces défauts de conception sont venus s'ajouter les problèmes de fissures et de fuites repérés en 2020. Mais quelle est la cause des fissures détectées sur les pilotes de soupapes ? Retournons à la CLI de Flamanville de novembre 2021 où EDF a présenté le problème de fissuration détecté à Olkiluoto 3 : « *par précaution, EDF décide de vérifier ses soupapes et constate le même défaut sur une pièce similaire* » de Flamanville 3. Après expertises, « *l'analyse des causes montre que cette pièce a subi un phénomène appelé : corrosion sous contrainte* », tiens-tiens... Revoilà la corrosion tant redoutée avec une *phase de propagation rapide* sur des réacteurs n'ayant pas encore fonctionné... Curieusement, une des causes de l'apparition de la corrosion sous contrainte, *le milieu pollué*, ne joue pas ici

Soupapes SEBIM (tandem) : à l'origine sur les premiers 900, les soupapes qui équipaient le pressuriseur était « *fabriquées par CRANE-FRANCE sous licence US - CROSBY (type CROSBY 6 M 6)* » [i]. Ces soupapes étaient peu fiables (blocage en position ouverte) et elles ont dû être remplacées : « *les modifications suivantes ont été réalisées sur les tranches du palier CP0 [Fessenheim et Bugey] : remplacement des soupapes du pressuriseur, de type à ressort, par des soupapes à commande hydraulique [tandem SEBIM] beaucoup plus fiables* » [cf. [Gazette n°119/120](#)]. « *Cette modification doit être considérée comme renforçant nettement la sécurité de fonctionnement des soupapes du pressuriseur (retour d'expérience de l'accident de [Three Miles Island] [TMI-1979](#))* » [[Gazette n°98/99](#)]. Les tandems SEBIM (une soupape et une vanne d'arrêt en série) équipent l'ensemble des pressuriseurs du parc en fonctionnement.

[i] Mémento technique de l'équipement - Fiche 024 - Soupapes de sûreté du pressuriseur et des générateurs de vapeur - EDF, 1978

pour de l'inox 304 LN (ou « Z2 CN 19-10 N2 » d'après le Rapport de sûreté de Flamanville 3 [8].

La solution proposée par EDF consiste au « remplacement des pièces concernées en utilisant un matériau peu sensible à la corrosion sous contrainte. Elle sera implémentée sur les soupapes avant démarrage.

Un rapport détaillé concernant la qualification de la matière des nouvelles pièces et les essais associés a été fourni à l'ASN fin octobre.

L'instruction de cette solution par l'IRSN est en cours » [2]. Cette fois, EDF attend la fin de l'instruction de l'IRSN avant de procéder au remplacement des pièces fissurées.

Point sur les coûts et retards

Le 12 janvier 2022, EDF vient d'annoncer un énième retard et une ardoise de 300 M€ supplémentaire : « la date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 Md€ à 12,7 Md€ (en euros 2015 et hors intérêts intercalaires) » [9]. Les intérêts intercalaires représentent des frais de financement qui augmentent au fil du temps.

En juillet 2020, la Cour des comptes a évalué le coût d'investissement de Flamanville 3 à « 19,1 Md€₂₀₁₅ ». Cette somme comprend l'estimation du coût de construction d'EDF (12,4 Md€) mais aussi les « frais financiers intercalaires » (4,22 Md€₂₀₁₅) et les autres dépenses connexes que la Cour détaille dans son rapport. La Cour exclut de la note de frais certains coûts. Mais ne convient-il pas de les rajouter ? Il s'agit des « coûts de développement antérieurs à 2004, estimés à 393 M€₂₀₁₅ », mais aussi du « coût complet de la réalisation de la ligne de Très Haute Tension Cotentin-Maine, de 460 M€₂₀₁₅, rendue nécessaire par la perspective de la mise en service du réacteur ». Dans ce cas, le coût total d'investissement se situerait autour de 20 Md€₂₀₁₅.

Il faut maintenant ajouter les 300 M€₂₀₁₅ de surcoût annoncés par EDF en début d'année dans sa dernière estimation. Compte-tenu de l'inflation, le coût total s'élèverait donc à 21,6 Md€₂₀₂₂, plus probablement quelques frais de financement intercalaires pour les 6 mois de délai supplémentaires. A noter que les 3 Md€₂₀₀₇ du devis initial correspondent à 4 Md€₂₀₂₂...

La facture devrait encore s'allonger suite aux mesures qui seront prises afin de remédier au problème de fuites sur le gainage du combustible rencontrées par la Chine à Taishan 1. Si EDF doit revoir la conception de la cuve (cf. ci-dessous), l'addition risque d'être salée, accompagnée d'un nouveau retard conséquent. Le remplacement du combustible neuf déjà approvisionné sur le site de Flamanville « pourrait représenter un coût de l'ordre de 250 millions d'Euros » selon la Criirad.

Comme le soulignait la Cour des comptes, la construction de Flamanville 3 est un « échec opérationnel, [avec] des dérives de coûts et de délais considérables » [10], un échec retentissant.

Réacteur de Taishan 1

Problème de conception de la cuve des EPR ?

Le premier réacteur EPR mis en service en juin 2018, Taishan 1 en Chine, est à l'arrêt depuis fin juillet 2021.

Selon Karine Herviou, directrice générale adjointe de l'IRSN (Le Canard enchaîné, 19/01/22), « l'EPR a un problème de conception de sa cuve : la circulation de l'eau sous haute pression ne s'y passe pas comme prévu et entraîne des vibrations qui usent précocement les assemblages de combustible ».

Dans un communiqué de presse (14/06/21), EDF explique avoir « été informée de l'augmentation de la concentration de certains gaz rares dans le circuit primaire du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Taishan » [11], sans que la contamination dans le fluide primaire par d'autres radioéléments ne soit évoquée. La presse fait état de rejets de gaz rares dans l'environnement de la centrale.

Les gaz rares (principalement des isotopes radioactifs de xénon et de krypton) sont des produits de fission du combustible qui diffusent au travers des gaines du combustible poreuses et donc fuyardes. En fonctionnement normal, l'eau du circuit primaire est dans une certaine mesure contaminée par des produits de corrosion, les gaz rares et d'autres produits de fission comme l'iode ou le césium dont le niveau d'activité est fonction de l'historique des ruptures de gaines. L'exploitant assure une épuration radiochimique du fluide primaire à partir du système RCV (contrôle chimique et volumétrique du réacteur) afin de limiter les phénomènes de corrosion des matériaux et de limiter le niveau d'activité de l'eau du primaire. Le RCV en assure le « contrôle continu » avec un débit de décharge du circuit primaire « permettant le contrôle de la chimie du fluide primaire, à travers la purification, le traitement, le dégazage et les systèmes de stockage du fluide primaire » [12]. Le but est de maintenir l'activité du primaire dans les limites des spécifications radiochimiques autorisées par les règles générales d'exploitation.

Ruptures de gaine (sérieuses ?) : le suivi de l'activité des gaz rares et de l'iode 131 du fluide primaire est un bon indicateur des fuites du gainage du combustible. Et de fait, l'administration chinoise confirmera l'augmentation de l'activité de l'eau primaire à cause de multiples ruptures de gaines de combustible : « elle estime à 5 le nombre de crayons endommagés » (ACRO - 19/06/21). À ce stade, la contamination du circuit primaire par les émetteurs alpha issus de l'activation de l'uranium n'est pas évoquée bien qu'elle semble incontournable comme le montre le retour d'expérience sur les ruptures de gaines sérieuses de Cattenom 3, il y a une vingtaine d'années. Leur présence, supposée par le GSIEN, serait problématique en termes de radioprotection des travailleurs et de gestion des déchets radioactifs.

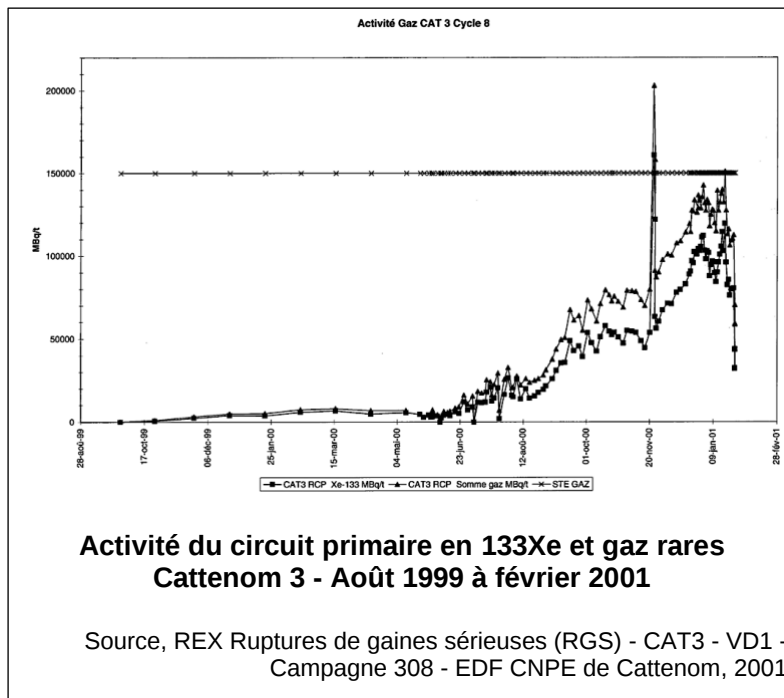
C'est dès l'automne 2020 que l'exploitant de Taishan 1 fait le constat de l'augmentation de l'activité du primaire synonyme de rupture de gaine. La tranche est laissée en service car le maintien d'un réacteur en puissance avec des ruptures de gaine est, dans certaines limites, prévu dans les règles générales d'exploitation.

En France, selon les « *Spécifications radiochimiques* » d'une tranche de 900 MWe comme celles de Saint-Laurent des Eaux, une rupture de gaine devient « *sérieuse* » lorsque l'activité en émetteurs « *alpha global* » du circuit primaire dépasse le seuil de « *0,004 MBq/t* » soit 4 000 Bq/t, en marche stable, c'est à dire en dehors d'un transitoire de puissance générant une augmentation de la contamination de ce circuit. Lorsque l'activité alpha est inférieure à 400 Bq/t, le seuil de détection décidé pour la mesure occasionnelle de « *spectrométrie alpha* », on parle alors de *cœur propre* ! Les mesures régulières de l'activité « *gamma global* » mais aussi la « *spectrométrie gamma* » [13] permettent de surveiller l'évolution de la contamination de l'eau du circuit primaire et donnent ainsi une estimation de la gravité des fuites du gainage, les gaz rares étant les principaux contributeurs à l'émission gamma. La figure ci-dessous résume les limites d'activités retenues par les spécifications techniques d'exploitation de la centrale de Saint-Laurent.

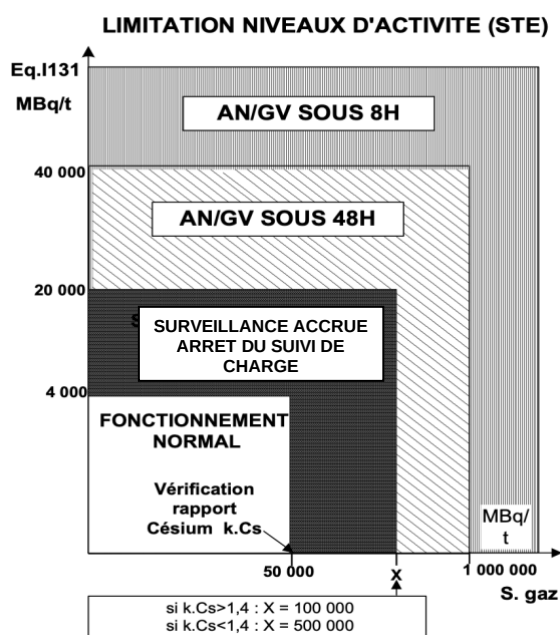
Les ruptures de gaines survenues sur la tranche n°3 de Cattenom en 2000 sont un bon cas d'école pour montrer leur lien avec l'augmentation de l'activité élevée du circuit primaire et la hausse des rejets radioactifs qui en découle. En fonctionnement, l'activité des gaz rares du circuit primaire est de l'ordre de 10^3 MBq/t sans rupture

de gaine sérieuse. En cas de fuite significative, l'activité totale des gaz rares peut dépasser 2.10^5 MBq/t comme sur la tranche 3 de Cattenom en novembre 2001 (cf. figure ci-après).

La dégradation du combustible a provoqué l'augmentation des rejets radioactifs du site, principalement lors de l'arrêt de Cattenom 3 : « *à titre d'illustration, pour les deux mois de la période du 1er janvier 2001 au 29 février 2001, les rejets gazeux du site ont été aussi élevés que sur l'ensemble de l'année 2000 pour les rejets de gaz rares et représentent environ le double de l'année 2000 pour les rejets d'halogènes et d'aérosols* » [ASN], iodes, césium, etc.



Limitation des activités iodes et gaz rares



Source, EDF [13]

Revenons sur Taishan 1 avec le communiqué de presse d'EDF du 22 juillet 2021 : comme les « *l'inétanchéité de crayons de combustible montre un caractère évolutif* », « *les procédures d'EDF en matière d'exploitation du parc nucléaire français conduiraient EDF, en France, à mettre le réacteur à l'arrêt pour caractériser précisément le phénomène en cours et arrêter son évolution* » [14].

L'exploitant chinois arrêtera finalement son réacteur le 30 juillet 2021. Restent à comprendre l'origine, l'amplitude et la phénoménologie de ces ruptures de gaine...

Vibrations des assemblages combustible

Fin novembre 2021, la CRIIRAD interpelle l'ASN dans un courrier mis en ligne sur son site Internet : « *selon des informations transmises à la CRIIRAD par un lanceur d'alerte qui travaille dans l'industrie nucléaire, la nature des dégradations constatées sur les assemblages de combustible nucléaire déchargés du réacteur Taishan 1 indiquent qu'elles sont dues principalement à des vibrations anormales des assemblages de combustible* ». « *Ces vibrations seraient liées à un défaut de conception de la cuve de la filière EPR. La cuve de l'EPR est faite sur le modèle Konvoi (Allemand)*

et présente le même problème que lui à savoir "une hydraulique en fond de cuve pas très réussie qui donne une distribution d'alimentation inégale dans les assemblages. Un courant transverse se crée dans le cœur et fait bouger les assemblages, surtout ceux en périphérie" » ; dans son courrier, la CRIIRAD s'interroge sur la présence d'une « trentaine d'assemblages présentant des fuites et environ 70 crayons fuyards » [15].

Ce défaut de conception de la cuve détecté sur le réacteur chinois, qui engendre des conséquences hydrauliques délétères, pourrait remettre en cause tous les EPR (cf. l'article d'Hervé Kempf dans [Reporterre](#) du 29/11/21) y compris le design de la cuve d'éventuels futurs EPR 2...

Selon Julien Collet le directeur adjoint de l'ASN, « Il y a de toute évidence une composante hydraulique sur le sujet » (La Presse de la Manche - 10/12/22) [16].

Explication de l'ASN dans son courrier de réponses aux interrogations de la CRIIRAD : « l'hydraulique de la cuve de l'EPR se distingue de celle des autres réacteurs exploités actuellement en France par l'absence de pénétrations de fond de cuve pour le passage de l'instrumentation nucléaire. L'absence de ces pénétrations modifiant les effets de brassage, la répartition des flux hydrauliques est réalisée sur l'EPR par un dispositif particulier installé au fond de la cuve [Flow Distribution Device ou FDD]. Ce dispositif est amovible et pourrait être remplacé si nécessaire.

Les essais réalisés sur maquette et les simulations numériques réalisées dans le cadre de la démonstration de sûreté n'ont pas mis en évidence de phénomènes hydrauliques pouvant conduire à un percement du combustible » [17].

Ce sont les équipements internes inférieurs qui supportent et positionnent les assemblages du combustible dans la cuve. Ils peuvent être sujets à des vibrations causées principalement par les turbulences engendrées par le transit du fluide primaire. Ils ont par ailleurs une « fonction de répartition du débit du réfrigérant de la cuve ». Ils doivent permettre de « minimiser le débit transverse entre deux assemblages adjacents afin de réduire le risque de vibration des crayons de combustible » [18], comme l'explique le chapitre du Rapport de sûreté de Flamanville 3 consacré à ces équipements.

Le chapitre « Assemblage du combustible » de ce même Rapport analyse le risque de vibrations de l'assemblage : « la vitesse élevée de l'écoulement du fluide réfrigérant dans le cœur introduit une énergie susceptible de créer ou d'entretenir les vibrations de composants. Au niveau de l'assemblage, on distingue trois formes de vibrations : les vibrations forcées (étude de résonance), les vibrations dues aux écoulements transversaux existant dans le cœur, et les vibrations dues à l'écoulement longitudinal dans le faisceau des tubes » [19].

Essais sur maquettes

A propos des essais réalisés sur maquette évoqués plus haut par l'ASN, c'est au paragraphe « Réponse vibratoire sous écoulements des équipements internes de cuve » du Rapport de sûreté de Flamanville 3 que le GSIEN a trouvé un résumé du programme des essais réalisés pour l'EPR. Des évolutions majeures de conception ont été réalisées sur le design de la cuve prévue pour les EPR :

« Les équipements internes de la cuve du réacteur EPR sont similaires à ceux des centrales à quatre boucles existant actuellement en France ou en Allemagne. Cependant, **ils bénéficient de certaines évolutions qui peuvent modifier les vibrations dues à l'écoulement.** Ces évolutions sont :

- l'augmentation de la section d'écoulement dans le collecteur annulaire entre la cuve et l'enveloppe du cœur,
- la modification du nombre et de la forme des supports radiaux inférieurs,
- la suppression de la structure d'instrumentation inférieure et l'installation d'un dispositif de distribution de l'écoulement [FDD],
- l'augmentation du nombre d'assemblages combustibles,
- le remplacement du cloisonnement par un réflecteur lourd,
- la modification de la conception et du nombre des guides de grappes,
- l'installation dans les équipements internes supérieurs des guides de l'instrumentation du cœur,
- la modification des conduits des thermocouples.

Certains de ces changements (conception des guides de grappes, guides des thermocouples) ont déjà été mis en œuvre dans les centrales Konvoi de Siemens avec une très bonne expérience d'exploitation ».

Les « essais HYDRAVIB sur la maquette mécanique du même nom des équipements internes inférieurs » dont les résultats ont été interprétés à l'aide d'un « modèle numérique » ont permis de « valider la conception des internes inférieurs de cuve du réacteur EPR ».

Les « essais MAGALY sur la maquette mécanique des guides de grappes » sont venus valider « le bon comportement vibratoire sous écoulement des internes de cuve ».

Conclusion d'EDF : « ces essais valident le bon comportement vibratoire sous écoulement des internes de cuve » [4].

Nous allons essayer de détailler le programme des essais réalisés pour l'EPR concernant l'hydraulique de cuve et les vibrations potentielles des équipements internes. Nous nous appuyerons sur une note d'EDF de 2008 : « Synthèse des essais de validation des internes de cuve EPR ». Cette note est repérée Synthèse-2008 dans la suite du dossier. Les évolutions présentées au paragraphe précédent apparaissent de manière moins anodine : « certains internes de cuve présentent cependant des innovations majeures par rapport au parc EDF ou au Konvoi » ; « Afin de confirmer les choix

des designs mécaniques et thermohydrauliques de ces composants, une campagne de validation expérimentale des internes de cuve a été entreprise par AREVA » [20]. Nous croiserons les infos de la Synthèse-2008 avec celles glanées dans le chapitre « Évaluation du programme de recherche et développement » du Rapport de sûreté de Flamanville 3, version Demande de mise en service (2014) [21], un chapitre repéré RS-2014 dans ce dossier.

Essais HYDRAVIB (validation des équipements internes inférieurs)

Les résultats des essais HYDRAVIB n'avaient pas été communiqués à EDF à date de rédaction de la note de Synthèse-2008. En voici le but : « les essais HYDRAVIB ont pour objectif de valider le design des internes inférieurs de cuve du point de vue vibratoire. (...) Suite à des difficultés de mise en œuvre expérimentale (étanchéité de la maquette, pompe hors service, endommagement de capteurs...), **les essais HYDRAVIB ont subi un retard important et les rapports d'essais n'ont pas été transmis à EDF au 01/07/2008** » [20].

Le RS-2014 donne quelques informations supplémentaires.

« Les principaux objectifs des essais HYDRAVIB sont les suivants :

- vérifier que les modifications apportées aux internes de cuve (réflecteur lourd, système de répartition du débit...) par rapport aux paliers antérieurs français ou allemands n'induisent pas de vibrations inacceptables sous écoulement,
 - obtenir des données d'entrée pour valider les modèles de calculs : fréquences propres, comportement vibratoire sous écoulement, masses ajoutées... Ces données doivent servir à vérifier numériquement le comportement vibratoire des internes de cuve ».
- (...)

« Les principales conclusions de ces essais sont les suivantes :

- seul le mode poutre des internes inférieurs est activé de manière significative ; la contribution des autres modes sur les amplitudes de vibration est négligeable,
- les amplitudes de vibration sont très faibles (à titre d'exemples : 7 μm RMS [root mean square (moyenne quadratique)] maximum pour l'enveloppe de cœur sous écoulement, 13 μm RMS maximum pour le fond support) à l'échelle de la maquette ».

Ces essais permettent de démontrer que l'équilibre vertical des internes est assuré » [19].

Essais MAGALY (validation du guide de grappe)

RS-2014 - « L'objectif des essais MAGALY est, d'une part, d'optimiser la conception des guides de grappe et, d'autre part, de qualifier la conception des guides de grappe et des grappes de commande vis-à-vis des aspects hydrauliques et vibratoire ». Dans sa conclusion, le rapport explique que « les essais de fatigue vibratoire du guide de grappe ont montré sa capacité à supporter une excitation vibratoire (déplacement crête-crête de

40 μm , tel que défini par les essais MAGALY) sans dommage pour un fonctionnement de 60 ans. Aucune dégradation n'a été mise en évidence sur le guide de grappe ou sur ses broches » [21].

Synthèse-2008 - « Les essais MAGALY permettent de réaliser une caractérisation hydraulique et vibratoire du guide de grappe EPR et de la grappe de contrôle ».

« Conclusions sur les essais MAGALY :

Les essais MAGALY ont permis de valider l'hydraulique et le comportement vibratoire du guide de grappe EPR. Bien que le critère retenu pour valider la conception du guide de grappe par rapport au risque d'usure vibratoire soit critiquable, les vibrations des crayons des grappes de commande EPR sont caractérisées par des amplitudes plus faibles que celles mesurées lors des essais MAGALY 1300, qui représentent, pour AREVA, une valeur maximale à ne pas dépasser pour se préserver du risque d'usure. Il est cependant important de rappeler que la comparaison des mesures vibratoires EPR aux valeurs du 1300 ne s'appuie sur aucun REX de l'usure des guides de grappe 1300. La vérification de ce critère ne permet pas formellement de valider la conception EPR vis-à-vis du risque d'usure du guide de grappe.

La comparaison des caractéristiques des impacts (fréquence et force) mesurés lors des essais EPR avec les mesures effectuées pour les paliers actuels aurait permis d'avoir une meilleure opinion de la résistance à l'usure. Ces données ne sont cependant pas disponibles pour les paliers précédents.

Concernant les trainées globales des grappes, les mesures montrent que les trainées EPR sont plus faibles que celles mesurées pour les guides de grappes actuels » [20].

Les essais AURORE, FANI et KOPRA qui ont accompagné la « campagne MAGALY » sur la validation du guide de grappe ne sont pas franchement concluants tels que relatés dans la Synthèse-2008 : « Les essais AURORE et FANI (usure vibratoire et par frottement) ont

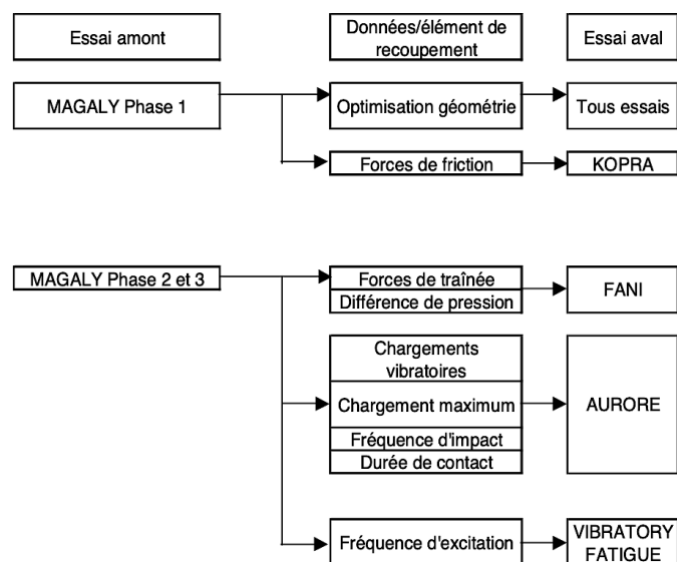
connu des difficultés de mise en œuvre expérimentale qui ont conduit à ne pas pouvoir exploiter ces essais quantitativement » [20]. Regardons plus en détail.

Essais AURORE (usure par vibration)

Synthèse-2008 - « Les essais AURORE ont pour objectif de déterminer la résistance à l'usure vibratoire des crayons de grappe EPR et de leurs antagonistes (tube en C, carte de guidage, tube-guide d'assemblage). (...) La comparaison des résultats avec les données R&D AREVA montre que les coefficients d'usure et les pertes de masse sont similaires ou inférieures dans la configuration EPR par rapport aux données existantes. **AREVA considère donc que le CRGA [guide de grappe] EPR est validé par rapport à la résistance à l'usure par vibrations. Des réserves existent néanmoins compte-tenu de l'absence de REX sur l'usure des guides de grappe 1300.**

Il est important de noter que les essais AURORE EPR ont rencontré de nombreuses difficultés de mise en œuvre expérimentales. **Pour plusieurs essais, les spécifications d'essais en termes de force et fréquence d'impact n'ont pu être tenues, ce qui limite l'intérêt des mesures. En effet, les essais ne peuvent être comparés directement les uns aux autres, et il n'est plus assuré que les conditions expérimentales sont représentatives de celles observées sur MAGALY.** D'autre part, AREVA considère que les incertitudes sur les mesures sont importantes : AREVA considère qu'un facteur 5 sur les coefficients d'usure est un minimum pour comparer des essais entre eux. Dans ce cas, la majorité des essais sont considérés comme conduisant à des usures similaires. AREVA considère que les résultats d'essais AURORE ne doivent être utilisés que qualitativement » [20].

Organisation des essais de validation du guide de grappe EPR (campagne MAGALY)



Source, EDF [20]

Note GSIEN : la Phase 4 des essais MAGALY, mesures des pertes de charge des orifices de la plaque supérieure de cœur, n'est pas représentée sur cette figure.

Essais FANI (usure par translation)

Synthèse-2008 - « Les essais FANI ont pour objectif de déterminer la résistance à l'usure par translation des crayons de grappes et de leur antagoniste. Ce type d'usure intervient lors des mouvements pas à pas de la grappe de commande et pendant les chutes de grappe. (...) AREVA considère, au vu des essais FANI EPR, [que] le CRGA [guide de grappe] EPR est acceptable du point de vue de la résistance à l'usure par translation.

Cependant, il est permis de s'interroger sur la conclusion d'AREVA. En effet, la comparaison qui est effectuée ne s'appuie que sur une comparaison avec des essais R&D, et sur le retour d'expérience qui montre que la nitruration permet de réduire l'usure de la grappe. Cependant, du point de vue de l'antagoniste (carte de guidage ou tube en C), le

retour d'expérience n'est pas abordé. En particulier, le fait que l'usure du guide de grappe soit plus élevée que l'usure du crayon peut être pénalisant par rapport à la durée de vie du CRGA. AREVA justifie ce point en indiquant que la durée de vie du guide de grappe est déterminée par son temps de chute en fin d'exploitation, et non pas à partir d'essais d'usure. Ce critère de sûreté est vérifié au cours des essais de stabilité et d'endurance KOPRA. Les dernières analyses EDF ne permettent cependant pas de confirmer le lien systématique entre usure des guides de grappe et temps de chute » [20].

Dans le RS-2014, les informations sur les **essais AURORE et FANI** sont regroupées et elles tiennent en une dizaine de lignes, les voici :

« Les essais AURORE et FANI ont pour objectif de démontrer la résistance à l'usure des matériaux utilisés pour les crayons absorbants des grappes de contrôle ainsi que les composants qui sont en contact avec eux (tube guide d'assemblage combustible, cartes et tubes fendus de guide de grappe), dans des conditions représentatives du fonctionnement du réacteur (pression, température, chimie). Les échantillons sont à échelle 1.

Ces essais reproduisent les chargements déterminés par les essais MAGALY » bien que les auteurs de la Synthèse-2008 aient exprimé leurs doutes sur les conditions expérimentales [non] représentatives de celles observées sur MAGALY.

« Les principaux résultats montrent que le comportement du guide de grappe du réacteur EPR est satisfaisant vis-à-vis de sa résistance à l'usure. S'agissant des essais FANI et AURORE, les niveaux d'usure observés ainsi que les coefficients d'usure mesurés sont similaires, et même souvent inférieurs à ce qui a été obtenu par le passé (essais R&D) sur des conceptions antérieures de guides de grappe » [21].

Essais KOPRA (commande du guide de grappe)

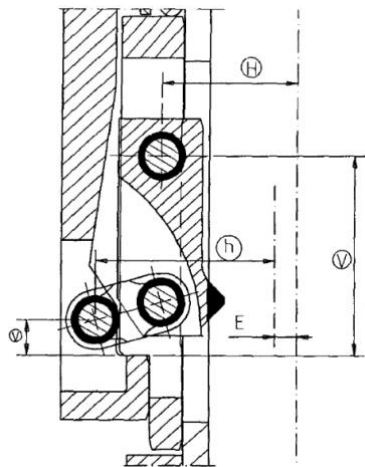
Synthèse-2008 - « Les essais KOPRA ont pour objectif de s'assurer du bon fonctionnement de l'ensemble de la ligne de commande (mécanisme de commande de grappe, tige de commande, grappe et guide de grappe) dans le cadre d'une utilisation pas-à-pas ainsi que dans le cas d'une chute de grappe. (...) Les essais KOPRA (phase de stabilité et d'endurance) permettent d'évaluer le comportement dans le temps de la ligne de commande EPR. Les résultats de la phase de stabilité (3 millions de pas et 300 chutes de grappe) n'ont pas montré de dérive du temps de chute de la grappe au cours du temps, ce qui semble montrer qu'aucun phénomène d'adaptation n'apparaît.

A l'issue des phases de stabilité et d'endurance des essais KOPRA, une vérification d'ensemble de la résistance de la ligne de commande EPR à l'usure et à la fatigue est réalisée sur les différents composants de la ligne de commande EPR. **Une usure non admissible a été observée au niveau des cliquets du mécanisme de commande de grappe. Cette usure est attribuée à un stellitage non satisfaisant. La reprise des essais d'endurance avec un stellitage du type N4 semble**

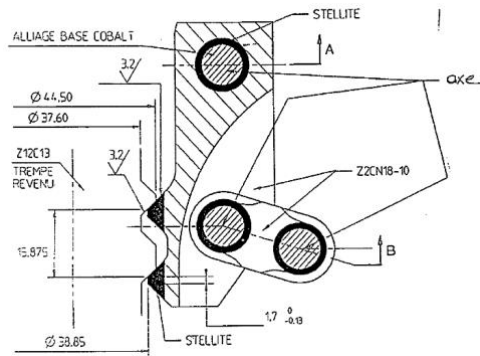
fournir des résultats satisfaisants (à confirmer par le rapport d'essais non fourni à l'heure actuelle).

Les différents essais réalisés permettent à AREVA de conclure que la résistance du guide de grappe EPR aux phénomènes d'usure est acceptable et ne met pas en défaut l'hypothèse d'une durée de vie de 60 ans. Ce point devra être confirmé à l'issue des essais d'endurance » [20].

Surface stéllitées sur les cliquets des MCG (Axes des biellettes et des cliquet - Dentures des cliquets)



Cliquet simple denture (900 et 12 grappes d'arrêt 1300)



Cliquet double denture (1300 et N4)

Source, Impact des stellites sur la radioprotection - EDF SEPTEN, 2011

Conclusions du RS-2014 après les essais d'endurance : « Pour une durée de vie de 60 ans, le nombre de pas auxquels sont soumis les composants est estimé à 6 millions de pas. **Les résultats des essais montrent que tous les composants testés sur la maquette KOPRA sont en mesure de subir un minimum de 6 millions de pas sans présenter de dysfonctionnement** » [21], hormis lors des premiers essais où des cliquets de grappins de la tige de commande de la grappe ont présenté une usure non admissible.

La cause de l'usure est attribuée à un *stellitage* non satisfaisant. Le *stellitage* permet de revêtir l'extrémité des

cliquets des grappins avec un métal dur pour améliorer leur résistance à l'usure. Il s'agit d'un alliage à base cobalt enrichi au chrome et un peu de tungstène. Est-ce le stellite choisi qui pose question ou la méthode de stellitage ?

La réponse ne se trouve pas dans le Rapport de sûreté de 2014 : le chapitre « Mécanisme de commande de grappe de contrôle » rappelle le respect des « exigences de qualité » [22] mais ne donne aucune information quant aux métaux utilisés...

Il faut aller piocher dans le même chapitre de la version préliminaire du Rapport de sûreté de Flamanville 3 pour avoir l'information sur le matériau du « revêtement dur des cliquets » : c'est un « Akrit 40 (Type Stellite 6) » un alliage « base cobalt » [23].

Quel est le stellite utilisé sur le palier N4 ? Selon le Rapport de sûreté de ce palier : « les extrémités des cliquets des grappins sont revêtues de stellite 6 pour améliorer leur résistance à l'usure » [24]. La figure ci-contre montre les surfaces recouvertes de stellite sur les réacteurs du parc EDF.

Citons rapidement l'existence des essais incontournables pour un réacteur normand réalisés sur le « banc d'essai CALVA » [21] qui sont venus compléter la Phase 3 de la campagne MAGALY.

Essais HCL (hydraulique du réflecteur lourd)

Synthèse-2008 - « Ces essais avaient pour objectifs de caractériser par des essais élémentaires les pertes de charges des différents composants du réflecteur lourd (orifices d'alimentation, chambre de répartition, trous de refroidissement) ainsi que de déterminer les hétérogénéités de pression pouvant apparaître dans la chambre de répartition du réflecteur lourd ».

L'analyse des essais a permis à EDF de justifier « la conception du réflecteur lourd [qui] répond bien aux différentes exigences fonctionnelles sur le débit de by-pass maxi (1.44% pour un critère de conception de 1.5%). **Une reprise de la conception des tirants du réflecteur lourd a été jugée nécessaire par AREVA pour limiter le débit de bypass par les tirants du réflecteur lourd.**

Pour les débits minimaux pour les deux types de trous de refroidissement, **les critères de conception sont également respectés** (0.1715kg/s et 0.142kg/s estimés pour des critères de 0.1705kg/s et 0.1139kg/s pour les deux types de trous) » [20].

Conclusions RS-2014 sur les tirants du réflecteur lourd : « **Les résultats obtenus permettent de valider la conception des tirants du réflecteur lourd** » [21] sans que la *reprise de leur conception jugée nécessaire par AREVA* ne soit mentionnée.

Les essais ROMEO et JULIETTE compléteront le programme d'essais avec l'étude de l'hydraulique de la cuve.

Essais ROMEO (Équipements internes supérieurs)

Ces essais ont été réalisés sur la maquette ROMEO.

Synthèse-2008 - « Les internes supérieurs de cuve de l'EPR ont une conception innovante par rapport aux paliers existants. Outre le guide de grappe dérivé de la conception Konvoi, et donc en rupture par rapport aux guides de grappe existants, la majorité des colonnes de support simple a disparu et est remplacée par des colonnes protégeant le guide de grappe. Une campagne de validation hydraulique des internes supérieurs a donc été lancée sur la maquette ROMEO, afin de vérifier le bon comportement hydraulique du plénum supérieur ».

Cependant, « la maquette ROMEO ne représente pas explicitement les assemblages combustibles. En effet, le retour d'expérience des maquettes similaires (BANQUISE [pour les paliers précédents]) avait montré la difficulté pour représenter correctement les conditions thermohydrauliques en sortie du cœur, et notamment la carte de débits sortie cœur, lorsque les assemblages combustibles étaient explicitement représentés (les pertes de charge des assemblages étaient fortement perturbées par la proximité de la paroi). Pour ROMEO, le choix a été fait de ne pas représenter explicitement le cœur dans la maquette (cavité cœur vide), mais plutôt de modéliser son effet via l'ajout de pertes de charges complémentaires (sous forme de diaphragmes) dans les orifices de la PSC », la Plaque supérieure de cœur.

Toutefois, il est apparu « **des difficultés pour justifier les résultats dissymétriques constatés entre les branches chaudes alors que la maquette est symétrique**, la disposition des lances aeroballs mise à part ».

Aeroball - « Le système "aeroball", qui constitue une spécificité d'EPR, correspond à l'instrumentation interne mobile permettant d'élaborer les cartes de flux : l'activité du cœur est mesurée à partir de l'activation de billes d'alliage acier/vanadium propulsées au sein des assemblages par un gaz porteur ».

Source, ASN ([CODEP-DCN-2012-040329](#))

« L'instrumentation mise en place sur la maquette ROMEO a permis de déterminer de façon précise l'hydraulique du plénum supérieur EPR.

En particulier, il est apparu que les champs de vitesse dans les branches chaudes ont des structures similaires à celles relevées sur les paliers précédents (2 structures contra-rotatives qui évoluent le long de la branche chaude). **Cependant, et contrairement à ce qui était attendu, les champs de vitesse dans les branches chaudes paires et impaires ne sont pas symétriques bien que le plénum supérieur soit quasiment symétrique par quart, à l'exception des tubes guides aeroballs.** La présence de ces tubes de faibles diamètres positionnés le long du CRGA [guide de grappe] modifierait donc l'hydraulique du plénum. **Il est regrettable qu'un essai ROMEO n'ait pas été réalisé en retirant les aeroballs du plénum supérieur, ce qui aurait permis de confirmer l'impact de ces obstacles**

de petite taille sur la dissymétrie des écoulements du plénum » [20].

La présence des tubes guides aeroballs situés au niveau de certains guides de grappes de commande du réacteur pourrait être la cause de la dissymétrie des écoulements constatée lors des essais ROMEO. Ces essais, incomplets, n'ont pas permis de discriminer ou de confirmer l'origine de cette dissymétrie. Des débits plus importants au sein de certains assemblages combustible peuvent augmenter les vibrations causées par les turbulences engendrées par le transit du fluide primaire.

Dans le RS-2014, rien à signaler :

- « - la convergence des essais en nombre de Reynolds a été validée (sur les pertes de charge du plénum supérieur et des ajutages de sortie, les distributions de débit dans la plaque supérieures de cœur et les champs de pression), permettant l'exploitation directe des résultats d'essais à l'échelle réacteur,
- les exigences fonctionnelles sur les débits en sortie cœur en fonctionnement normal (sur-débits, sous-débits et différence de débits entre assemblages voisins) sont respectées dans toutes les configurations d'écoulement testées,
- les essais ont fourni des éléments de qualification permettant d'utiliser l'outil CFD STAR-CD pour vérifier le respect de l'exigence fonctionnelle sur la précision de mesure de la température en branche chaude,
- les essais ont permis d'obtenir les efforts hydrauliques sur les colonnes de guide de grappe » [21].

Codes CFD - Computational fluid dynamics :

« mécanique des fluides numérique (MFN) qui consiste à étudier les mouvements d'un fluide, ou leurs effets, par la résolution numérique des équations régissant le fluide ».

Source, ASN ([CODEP-DCN-2015-002998](#))

« Le code CFD Star CD a également été qualifié par AREVA NP sur la base des essais JULIETTE. Sur ce point particulier, il faut noter qu'un protocole de confidentialité signé avec AREVA NP restreint l'utilisation des résultats d'essais JULIETTE à un usage interne EDF et soumet leur éventuelle diffusion par EDF à l'autorisation préalable d'AREVA NP ».

Source, Synthèse pour le traitement de la dilution hétérogène inhérente pour FA3 - EDF, 2008

L'inattendue dissymétrie de vitesse dans les branches chaudes n'est pas évoquée et par conséquent reste inexpliquée.

Essais JULIETTE (Équipements internes inférieurs)

La Synthèse-2008 fait le point sur les essais réalisés sur la maquette JULIETTE :

« Le programme d'essais expérimental **JULIETTE** a pour but de valider l'hydraulique d'ensemble des internes de cuve inférieurs de l'EPR, qui ont une

conception innovante par rapport aux paliers actuels. Les principales innovations de la conception EPR du plenum inférieur sont liées à la décision de reporter les pénétrations d'instrumentation du fond de cuve vers le couvercle, ce qui constitue une évolution par rapport au parc existant. Cette évolution aurait pu permettre d'envisager la conception d'un plenum inférieur vide de toute structure, mais cette conception conduisait à créer des phénomènes thermo hydrauliques stationnaires en fond de cuve (vortex).

Afin de maîtriser l'hydraulique du fond de cuve et obtenir une nappe de débits en entrée cœur la plus plate possible, un dispositif innovant de répartition de débits (FDD, Flow Distribution Device) a été développé et installé en fond de cuve. Le FDD ne permettant pas à lui seul de rendre uniforme la carte de débits entrée cœur, un becquet déflecteur installé sur l'enveloppe du cœur en bas du downcomer [espace annulaire de la cuve] et un perçage différentiel de la PIC [Plaque inférieure de cœur] ont été développés afin de compenser la tendance naturelle de l'écoulement à sur-débit en centre de la PIC et à sous-débit en périphérie. La stratégie retenue pour le perçage différentiel est de diminuer la perte de charge des orifices en périphérie de la PIC, afin de faciliter l'entrée de fluide dans le cœur.

Afin de valider l'hydraulique du fond de cuve EPR et le design innovant des internes de cuve, la maquette JULIETTE a été développée. Cette maquette représente à l'échelle 1/5 le plenum inférieur de l'EPR avec les internes. La cuve est en plexiglas et l'enveloppe de cœur et le FDD sont en inox. Les quatre branches froides sont représentées, et la giration imposée par la pompe en réacteur est représentée par une hélice amovible installée dans les branches froides.

(...)

Bien qu'AREVA indique que les cas extrêmes aient été étudiés, **le couplage hydraulique entre les girations en branche froide et le fond de cuve EPR est un phénomène complexe qu'il aurait fallu mieux maîtriser.** Il est en particulier regrettable que les caractéristiques précises des girations en branche froide n'aient pas été mieux évaluées sur la maquette JULIETTE. **En effet, dans le cadre de l'acquisition des données pour effectuer une qualification des codes CFD, il aurait été souhaitable de maîtriser parfaitement cette giration maquette afin de pouvoir qualifier le code dans les meilleures conditions.**

(...)

Il apparaît que les débits évoluent autour d'une valeur moyenne mais ne sont pas stables. Les assemblages situés dans le sillage du FDD ont un comportement en phase (battement) caractérisés par des fluctuations de l'ordre de 4%rms. A l'extérieur du FDD, les fluctuations de débits sont relativement indépendantes (faibles niveaux de cohérence) et les fluctuations sont de l'ordre de 8%rms, avec un maximum mesuré de 11%rms. **Les écarts de débits entre assemblages voisins peuvent donc atteindre des niveaux élevés, en particulier en périphérie du cœur.** Les fluctuations de débits en entrée cœur doivent être

prises en compte dans les analyses justifiant la bonne tenue des assemblages combustible » [20].

Dans la Synthèse-2008, au paragraphe « Acceptabilité de la conception du plenum inférieur : Risque de fretting et optimisation du design », EDF explique que **« contrairement aux paliers existants, la nappe de débit de référence EPR est caractérisée par des débits uniformes au centre du cœur (nappe de débit plate) et par une forte hétérogénéité de débits en périphérie qui peuvent favoriser les écoulements transverses. Les caractéristiques de cette nappe de débits sont liées à la conception des internes de cuve (FDD, perçage différentiel de la PIC, becquet sur l'enveloppe, présence des clefs de maintien radial). D'autre part, la nappe de débits entrée cœur EPR est caractérisée par des fluctuations de débits pouvant atteindre 11% en périphérie du cœur et 4% au centre, ce qui augmente les sollicitations sur le combustible. Le critère permettant d'évaluer le risque de fretting à partir de l'écart de débit entre assemblages voisins n'est pas suffisant pour prendre en compte les caractéristiques de la nappe de débits EPR, et en particulier le caractère stationnaire de cette nappe. Une première étude (25) menée pour évaluer le risque de fretting indiquait que le risque de fretting ne pouvait être écarté pour EPR. Des études complémentaires ont alors été réalisées (26) et présentées lors de la revue technique "combustible EPR" du 30 mars 2007. Ces études plus détaillées, prenant en compte l'aspect stationnaire de la nappe de débits en entrée cœur, ont permis de montrer que le risque de fretting sur EPR était plus faible que sur le palier 1300MWe. En particulier, aucune recommandation (27) n'a été formulée à l'issue de la revue technique concernant ce point. La conception du fond de cuve EPR est donc acceptable du point de vue du risque de fretting.**

L'opportunité d'optimiser le FDD qui avait été soulevée dans la note (28) pour réduire le risque de fretting n'est donc plus à envisager. En effet, bien que la conception du FDD repose sur des calculs CFD non qualifiés (cf. 26), la reprise de la conception du fond de cuve n'est aujourd'hui plus justifiée car la conception actuelle est acceptable vis-à-vis du risque de fretting et des sollicitations sur le combustible en général » [20]...

JULIETTE s'accorde parfaitement avec ROMEO dans les conclusions de ces essais rapportées par le RS-2014 :

- « - la convergence des essais en nombre de Reynolds a été validée (sur les pertes de charge du plenum inférieur et des ajutages d'entrée, les distributions de débit dans la plaque inférieure de cœur et les champs de pression), permettant l'exploitation directe des résultats d'essais à l'échelle réacteur,
- les exigences fonctionnelles sur les débits en entrée cœur en fonctionnement normal (sur-débits, sous-débits, différence de débits entre assemblages voisins) sont respectées dans toutes les configurations d'écoulement testées : écoulements

équilibrés ou déséquilibrés, avec ou sans giration de l'écoulement principal. Le dispositif de distribution de débit (virole, grille et perçage différentiel du fonds support de cœur) remplit donc bien son rôle,

- les essais ont fourni des cartes de distribution de température dont sont déduites les matrices de mélange servant de données d'entrée aux études d'accident (notamment RTV [Rupture d'une tuyauterie vapeur]), les essais ont permis de fournir une base de qualification pour les codes CFD utilisés dans les études de dilution » [21].

La notion de fretting n'est pas abordée dans les « principaux éléments » apportés par les essais JULIETTE. Le risque de fretting identifié dans la Synthèse-2008 d'EDF ne faisait-il pas partie des exigences fonctionnelles requises par EDF pour le RS-2014 ? Aurait-il été escamoté du Rapport de sûreté ?

Pas tout à fait. Nous le retrouvons dans un autre chapitre : « Assemblage du combustible ». « L'usure des crayons par fretting » est évoquée compte tenu de l'« expérience d'exploitation dans les réacteurs de puissance » mais vite évacuée car « le fretting étant survenu en partie inférieure de l'assemblage, les fournisseurs ont ajouté une grille supplémentaire en bas de l'assemblage combustible. Cette grille permet d'améliorer le maintien de la partie inférieure du crayon, et de limiter son amplitude de débattement quel que soit l'épuisement » [21].

Force est de constater que malgré cette fameuse grille anti-fretting les assemblages du combustible de Taishan 1 n'ont pas tenu le choc ! Se peut-il que, trop confiants, les fournisseurs n'aient pas intégré d'emblée cette grille ? A priori, EDF pense s'inspirer de ce qui a été fait par le passé sur les assemblages du palier 1 300 comme expliqué dans son Point d'actualité (12/01/22) : « dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution déjà mise en œuvre sur le parc nucléaire en exploitation d'EDF, sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire française » [9].

Alors, ajout d'une grille supplémentaire ou pas ? Selon Madame Herviou (IRSN) citée par Montel (9/02/22), « EDF entend résoudre ce problème au moyen d'un traitement thermique pour renforcer les grilles métalliques contenant les crayons combustible de ces EPR, dont celui de Flamanville » [29]. Les sources du problème vibratoire ne seraient apparemment pas traitées ?

Anomalie de distribution du flux neutronique

En plus du phénomène vibratoire au niveau d'assemblages du combustible, « des **"fluctuations du flux neutronique"** ont été constatées dans le cœur du réacteur (...) de Taishan, "qui sont dues au flux hydraulique dans le fond de la cuve", toujours selon Madame Herviou. (...) Toutefois, **"nous n'avons pas d'élément aujourd'hui nous conduisant à penser que les phénomènes hydrauliques ont un rôle dans le percement des gaines"** des crayons combustible, a-t-elle ajouté ». Au sujet du dispositif de répartition du débit

installé en fond de cuve, « ce répartiteur a "des conséquences sur l'exploitation du réacteur", signale Karine Herviou, sans donner plus de détails » [29].

Cependant, comme on l'a vu plus haut, Madame Herviou avait déclaré trois semaines plus tôt au Canard enchaîné : « ***l'EPR a un problème de conception de sa cuve : la circulation de l'eau sous haute pression ne s'y passe pas comme prévu et entraîne des vibrations qui usent précocement les assemblages de combustible*** » ...

N'y aurait-il pas que le flux neutronique qui fluctue mais aussi les éléments de réponse issus des discussions entre spécialistes ?

A propos de *fluctuations du flux neutronique* remarquées par l'IRSN, le Rapport annuel de l'ASN 2020 signalait ceci : « l'ASN est particulièrement attentive au retour d'expérience acquis sur les EPR en Finlande et en Chine, qui met en exergue certains sujets nécessitant des investigations et instructions spécifiques. Il concerne notamment la corrosion sous contrainte sur les pilotes des soupapes sur le réacteur EPR d'Olkiluoto (Finlande), ainsi que les **anomalies sur les distributions de puissance dans le cœur des EPR de Taishan (Chine)** » [30].

Hydraulique de cuve

Regardons la « Caractérisation hydraulique globale » du fond de cuve et des internes inférieurs étudiée avec la maquette JULIETTE dans le RS-2014. « **Problématique : La géométrie et la forme du fond de cuve diffèrent du Konvoi et du N4, essentiellement en raison du nombre supérieur d'assemblages combustible qui entraîne une augmentation du diamètre du fond de cuve.**

Le débit primaire est également supérieur à celui du N4 et du Konvoi. La conception de l'instrumentation neutronique du cœur est similaire au Konvoi et il n'y a pas de dispositifs d'instrumentation dans le fond de cuve comparable au N4. **Un système de répartition du débit, se présentant sous forme de grille de contour cylindrique, est installé dans le plénum inférieur et fixé sous le fond support de cœur ; il est conçu pour assurer une distribution de débit homogène en entrée cœur et prévenir l'apparition de vortex.**

Les évolutions de conception majeures concernant le plénum supérieur et les branches chaudes, comparé aux réacteurs français antérieurs, sont les suivantes :

- nombre plus élevé de passages d'eau dans la plaque supérieure du cœur, compte tenu du nombre plus élevé d'assemblages combustible,
 - nouvelle conception des guides de grappe,
 - présence d'un coude à l'entrée des branches chaudes.
- Compte tenu de ces différences notables de conception, l'hydraulique de la cuve se trouve modifiée par rapport aux réacteurs existants. Des essais hydrauliques sont donc réalisés [cf. ci-dessus] afin notamment de :
- vérifier le respect d'exigences fonctionnelles de conception,
 - fournir des données d'entrée aux études d'accident,
 - mesurer les efforts hydrauliques sur les structures,

- fournir une base de données de qualification pour l'utilisation de codes CFD.

Le système de répartition de débit a été dimensionné sur la base de calculs STAR-CD. La validation finale du dimensionnement de ce système est assurée par les essais JULIETTE qui simulent l'hydraulique globale de la cuve du réacteur avec une représentation des internes » [21].

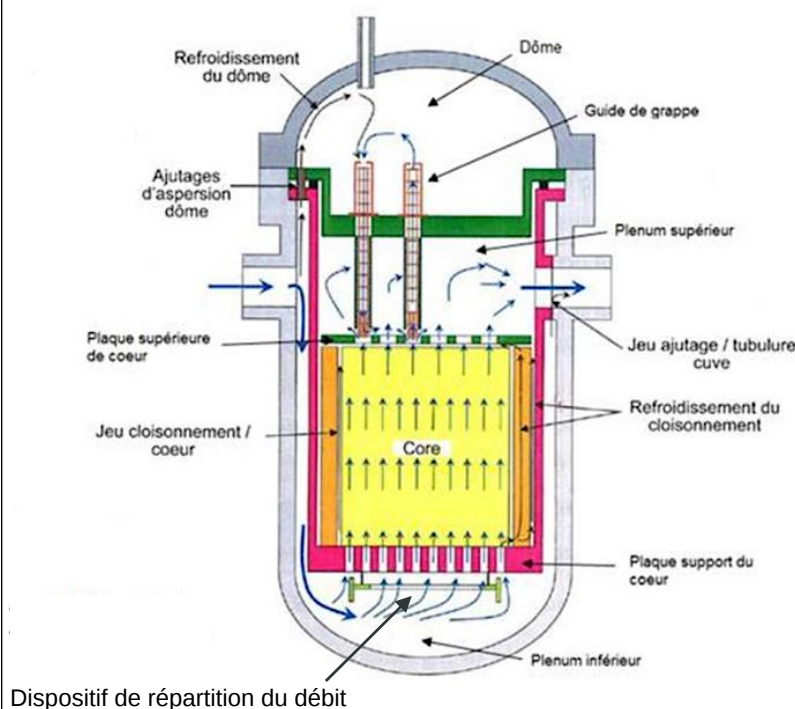
Il semblerait pourtant que sur Taishan 1, les multiples évolutions *notables* de conception de la cuve EPR n'aient pas été à la hauteur des espérances des concepteurs : le dispositif de répartition de débit, le réflecteur lourd, la nouvelle conception du guide de grappe ou l'instrumentation de la mesure du flux neutronique (les *aeroballs*) par exemple. La dissymétrie des vitesses dans les branches chaudes et les écarts de débit entre assemblages voisins constatés lors des essais sur maquettes pourrait avoir créé des perturbations hydrauliques engendrant des vibrations anormales au niveau des assemblages du combustible.

Selon La Presse de la Manche (27/01/22), qui cite la SFEN, à Taishan, « *la rupture de certains ressorts de grille, en pied d'assemblage, par corrosion sous contrainte, a relâché le maintien du crayon et engendré l'usure progressive de la gaine sur la partie résiduelle du ressort* » [31].

Toujours dans la Presse de la Manche (26/02/22), la rupture de ressorts est confirmée par David Le Hir, le nouveau patron de Flamanville 3 qui a abordé le REX de Taishan lors de la CLI du site le 24 février 2022. Il a d'autre part évoqué « *un phénomène de frottement localisé entre quelques assemblages et un composant enveloppant le cœur, le réflecteur lourd*. Ce frottement est lié à des sollicitations hydrauliques, mais n'a pas conduit à l'inétanchéité des crayons ». Les solutions proposées par EDF « *sont de deux ordres : un renforcement des assemblages, au niveau des ressorts et des grilles, et une intervention au niveau du réflecteur lourd pour réduire les sollicitations hydrauliques* » [32]. Les vibrations aux niveaux des assemblages combustible causées par les sollicitations hydrauliques pourraient avoir augmenté le niveau de contrainte des ressorts de grille. La corrosion sous contrainte peut alors s'amorcer et provoquer la fissuration et la rupture des ressorts. La partie résiduelle des ressorts vient alors dégrader la gaine entourant les crayons de combustible par un phénomène d'usure mécanique. Avec 0,57 mm d'épaisseur, la rupture de la gaine survient rapidement.

Conclusion : pour la Criirad, le répartiteur de débit est en cause, pour EDF c'est le réflecteur lourd. Et si le problème de conception de cuve EPR provenait du répartiteur de débit et, en même temps, du réflecteur lourd ?

Débit principal et débit de contournement du cœur en fonctionnement normal



Source, ASN ([CODEP - DEP - 2017 - 019368](#))

Qualité des études EDF sur l'EPR

Rédigé en 2008, le Recueil d'expérience d'un ingénieur (domaine mécanique et métallurgie) en dit long sur la méthode de gestion des projets chez EDF et notamment au SEPTEN [Service études et projets thermiques et nucléaires]. Ce service est une unité de la Division ingénierie nucléaire (DIN) en charge de l'expertise de conception, des études de sûreté et de l'Avant-projet sommaire (APS) de nouveaux modèles de réacteur.

Travaillant au groupe Thermomécanique (TM) du département Réacteur nucléaire & Échangeur (RE) du SEPTEN, cet ingénieur explique comment est géré le « Dossier cuve » du parc, par exemple : « *tous les 10 ans environ nous devons mettre à jour un dossier portant sur le comportement de la cuve. Le délai est donc théoriquement de 10 ans mais concrètement l'opérationnel à court terme prime sur le long terme si bien que le dossier est ouvert trop tard.*

Nous avons du mal à tenir les échéances des études demandées car la planification est tardive, l'urgence du quotidien omniprésente. De plus, les baisses d'effectif et les départs en retraite font que par domaine de compétence, nous sommes moins nombreux pour un volume de charge identique.

Les enjeux financiers et les plannings pilotent les projets. Tous les intervenants acquiescent sur l'échéance en sachant que ce ne sera pas réalisable car tout le monde est à pleine charge, à moins qu'il y ait un arbitrage sur les tâches en cours. Notre direction ne s'engage pas formellement et contraint l'ingénieur de base à gérer les délais, ce qui n'est pas normal ».

Au sujet du « *Recours à la sous-traitance pour les études* », l'ingénieur fait le constat que « *l'essentiel de l'activité du groupe est sous-traitée. Mais il me semble que réduire l'activité de nos ingénieurs à une gestion de contrat de sous-traitance n'est pas bonne : on ne peut pas bien surveiller une étude, bien la définir et bien l'interpréter si on n'en a pas mené une soi-même* ».

Sur les « *Affaires parc et le Suivi des études* » : « *La compétence augmente avec l'âge, les sollicitations en soutien se font plus nombreuses. Je suis ainsi souvent appelé en réunion pour épauler mes collègues du CNEN [Centre national d'équipements nucléaires], du CEIDRE (Centre d'expertise et d'inspection dans les domaines de la réalisation et de l'exploitation) ; ... au détriment de mon propre travail. C'est normalement une unité qui est porteuse d'une compétence, pas une personne. Aujourd'hui je suis le seul expert en mécanique dans mon groupe et il n'y a pas de remplaçant visible à court terme. A moyen terme, il pourrait y avoir un jeune ingénieur qui souhaiterait rester au SEPTEN : mais à EDF, il faut changer de poste pour faire une vraie carrière. Je ne suis donc pas optimiste sur le maintien de l'expertise en mécanique au SEPTEN.*

Nous travaillons à flux tendu et nous avons de plus en plus de difficultés à relire sérieusement des notes d'études au dernier moment (notes relatives à l'EPR émanant du CNEN par exemple...). Le contrôle est par conséquent superficiel. Au mieux, nous vérifions la cohérence des résultats en nous basant sur nos propres connaissances et expériences. Un jeune ingénieur quant à lui sera démuni car il n'a pas de références ni d'ordre de grandeur. N'ayant aucun moyen de juger techniquement, il pourra se retourner vers ses collègues ou son chef, plus expérimentés, en espérant qu'ils aient de la disponibilité pour l'aider. Aujourd'hui, nous n'avons plus le temps ni les moyens humains de faire de contre études pour vérifier les résultats d'une étude. Il est plus facile de suivre et de contrôler en continu une étude longue confiée à un sous-traitant » [33].

Ce constat, réalisé en 2008, fait en quelque sorte un bilan de ce qui ne fonctionnait pas en matière de facteurs sociologique organisationnel et humain au SEPTEN à la période des études et du début de construction des EPR. On comprend mieux les multiples loupés de ce projet. Ne peut-on pas alors avoir quelques doutes sur la qualité des analyses et des essais réalisés pour qualifier la cuve EPR après les déboires de Taishan 1 ? Selon le directeur général adjoint de l'ASN, « *il y a manifestement un écart entre ce qui a été modélisé et la réalité* » ([Actu-environnement](#), 19/01/22) ? D'après le « *Retour d'expérience de l'aléas technique du réacteur n°1 de la centrale de Taishan* » (au 12/01/22), EDF n'en a aucun : « *ce phénomène ne remet pas en cause le modèle EPR* » [9].

Taishan 1 est à l'arrêt depuis le 30 juillet 2021, et, à la date du bouclage de la Gazette (mars 2022), ce réacteur n'a toujours pas redémarré. EDF ne semble pas trop

optimiste quant à sa remise en production : selon Reuters ([Boursorama](#), 18/02/22), le directeur en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire d'EDF espère que « **le réacteur 1 de la centrale de Taishan pourra redémarrer « dans les mois qui viennent** ».

De nombreux mois d'arrêt pour « *un problème d'exploitation, (...) extrêmement banal* » selon Valérie Faudon de la SFEN (17/06/21) : « *ce qui est arrivé à Taishan n'est pas qualifié comme un incident de sûreté ou une anomalie de sûreté. L'échelle internationale des événements nucléaires (INES) va de zéro à sept. Ici, nous ne sommes même pas dans le zéro* » [34].

Le risque de fretting identifié après les essais JULIETTE aurait-il été écarté trop tôt ? L'intégrer aurait nécessité la reprise de la conception du fond de cuve. L'opportunité d'optimiser le FDD, le répartiteur de débit, n'a pas été saisie en 2007. Alors que le Décret d'autorisation de création (DAC) s'apprêtait à être signé (le 10 avril 2007), la *Revue technique Combustible EPR* du 30 mars 2007 qui a validé le FDD pouvait-elle faire autrement ? Quant au réflecteur lourd, Areva n'a jugé utile que le remplacement de ses tirants. Il est vrai qu'une reprise de la conception de l'hydraulique de cuve aurait quelque peu bousculé le planning annoncé et fait monter le devis vendu au pouvoir politique en place. Et accessoirement la facture du réacteur finlandais Olkiluoto 3 bradé par Areva ; rappelons que les essais JULIETTE ont été menés par AREVA.

Et si l'histoire se répétait ? La reprise de l'étude de conception de la cuve EPR retarderait le projet EPR 2 dont on nous explique qu'il va "sauver le climat". Le design de l'EPR 2 est pourtant loin d'être abouti mais le démarrage du prototype est annoncé pour 2035... Dans un rapport de travail du gouvernement que Contexte a publié (26/11/21), « *l'administration estime que "les perspectives de date de mise en service d'un premier EPR2 restent incertaines" et table sur un couplage au réseau qui "aurait lieu vraisemblablement au plus tôt en 2040" dans un scénario de "relative maîtrise industrielle". Les deux autres paires seraient mises en service entre 2043 et 2045, puis entre 2047 et 2049. (...) L'administration revoit également à la hausse le coût du programme, qui irait de 52-56 milliards d'euros à 64 milliards* » [35] pour la construction de trois paires d'EPR. *Au plus tôt en 2040 en cas de relative maîtrise industrielle...* Le climat est sauvé !

Il semble qu'une bonne partie du monde politique ait cédé au mirage de l'atome propre et pas cher. Qu'une croyance se soit établie dans la capacité d'EDF à construire d'énormes réacteurs en série en respectant le devis et les délais (et sans malfaçon ?) alors qu'elle démontre encore son incapacité à terminer son prototype déjà rafistolé de Flamanville 3.

En cette période électorale, le GSIEN vous propose une devinette (voir en encadré) qui démontre, à l'aide d'un exemple, l'aveuglement du monde politique en matière

nucléaire. Le nucléaire serait-il une affaire de croyance ? Marc Hatzfeld tente d'y répondre (cf. article page 30).

Devinette

Qui a dit : « **Flamanville, c'est une facette de l'excellence française, excellence technologique, excellence industrielle** » ?

« J'ai une très grande confiance en l'EPR et j'ai une très grande confiance dans la compétence de nos entreprises. En 2004, j'étais ministre de l'Économie et des Finances et j'ai décidé le lancement du 1^{er} EPR et j'ai fait le choix de Flamanville pour son implantation. Et c'est parce que le chantier de Flamanville avance dans de bonnes conditions et donne toutes les assurances d'aboutir dans les délais, que j'ai pu prendre la décision, avec le Premier ministre et Christine LAGARDE, de lancer le chantier d'un deuxième EPR en France » [Penly 3].
« **Quant à Areva, c'est l'exemple même, dans le nucléaire, de la réussite** » (sic).

Réponse : Nicolas Sarkozy dans un discours prononcé lors de sa visite du chantier de Flamanville 3 le 6 février 2009.

Source, <http://www.vie-publique.fr/>

Olkiluoto 3 – La chute d'AREVA en Finlande

STUK, l'autorité de sûreté nucléaire finlandaise, a autorisé la divergence de l'EPR d'Olkiluoto 3 le 21 décembre 2021 après 12 années de retard sur le chantier et de multiples surcoûts. Le 12 mars 2022, le réacteur a été connecté au réseau national à un niveau de 103 MWe selon l'exploitant TVO.

Résumé de la Cour des comptes (juillet 2020) : « le réacteur d'Olkiluoto (Finlande), lancé en 2005, qui a connu des "déboires" analogues à ceux de Flamanville, avec des coûts multipliés par quatre, a contribué à la disparition de l'ancien groupe Areva ».

La Cour précise : « la réception provisoire du chantier était, en mars 2020, prévue pour la fin mai 2021, mais des incertitudes persistent selon une annonce récente de l'électricien TVO, acquéreur de la centrale, accrues par les conséquences probables de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19 sur les travaux encore nécessaires. Le coût de la construction atteindrait 8,2 Md€ (en euros courants) pour la partie assurée par Areva, sans prendre en compte celui de la turbine (684 M€), selon les informations fournies par Areva SA, soit près de 4 fois le montant prévu au contrat initial (2,28 Md€ pour le consortium associant Areva et Siemens) ». Selon les calculs du GSIEN, en tenant compte de l'inflation, la facture totale s'élève à près de 11 Md€₂₀₂₂, une somme qui n'intègre pas « les coûts d'études, d'ingénierie et les coûts relatifs aux intérêts intercalaires » [10].

L'atome finlandais sous perfusion de l'état

Retrouvons le Rapport de la cour des comptes : « des risques pèsent sur la situation financière de certaines entreprises qui ont bénéficié récemment d'une recapitalisation des pouvoirs publics. L'État a mobilisé 4,5 Md€ pour doter en capital Areva SA (2 Md€) et Orano (2,5 Md€) à l'issue de la restructuration d'Areva. EDF a bénéficié d'un apport en capital de 3 Md€ qui lui a permis de prendre le contrôle de l'activité réacteurs de l'ex-Areva NP, devenue Framatome » [10].

En 2021, l'état a dû renflouer à nouveau et par deux fois le radeau atomique en perdition afin d'écoper les voies d'eau financières causées par la navigation à vue d'Areva en Finlande (voir les articles de [Ouest-France](#) et des [Échos](#)). Un « *Quoi qu'il en coûte* » sauce finnoise ?

Hinkley Point C - Un chantier qui dérape en Angleterre

En 2013, EDF annonçait son accord avec le gouvernement britannique pour la construction de deux tranches EPR. « Les coûts totaux d'ici à la mise en service devraient être proches de 16 milliards de livres » [36].

Selon une estimation plus récente d'EDF (27/01/21), « les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling 2015 (hors intérêts intercalaires) » [37].

Vu d'aujourd'hui (mars 2022), le coût à terminaison de Hinkley Point C dépasserait les 30 Md€₂₀₂₂, en partant de l'estimation haute d'EDF (23 Md£₂₀₁₅), du « taux de change de référence du projet de 1£ = 1,23 € » [37] mais hors frais de financement intercalaire.

La reprise éventuelle du design de la cuve pourrait allonger encore les délais de mise en service et alourdir considérablement la facture finale. Un *Quoi qu'il en coûte* sauce anglaise ?

Références

- [1] <https://www.asn.fr/>
- [2] Commission locale d'information du 18 novembre 2021 - Point EDF de Présentation des sites Flamanville 1&2 et Flamanville 3
- [3] Le calendrier du démarrage du réacteur en discussion avec l'ASN - La Presse de la Manche, 19/11/2021
- [4] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 3.6.4.1 - Essais et analyses dynamiques)
- [5] <https://journaldelenergie.com/>
- [6] EPR FA3 - Soupape de sûreté pilotée du PZR - Présentation de l'IRSN, 13 février 2015 (réunion ASN-IRSN) - <https://journaldelenergie.com/>
- [7] <https://www.irsn.fr/>
- [8] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 5.4.7. Soupapes de sûreté du pressuriseur)
- [9] <https://www.edf.fr/>
- [10] <https://www.vie-publique.fr/>
- [11] <https://www.edf.fr/>
- [12] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 9.3.2. Circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV))

- [13] Note technique n° 5036 - Spécifications radiochimiques applicables aux tranches 1 et 2 de Saint Laurent B - EDF CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux, 2015 (indice 3)
- [14] <https://www.edf.fr/>
- [15] <https://www.criirad.org/actualites/>
- [16] <https://actu.fr/normandie/flamanville>
- [17] <http://www.criirad.org/Surete-nucleaire/>
- [18] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 5.3.3. Cuve du réacteur - Internes inférieurs)
- [19] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 4.2. Assemblage du combustible)
- [20] Synthèse des essais de validation des internes de cuve EPR - EDF SEPTEN, 2008
- [21] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 1.5. Évaluation du programme de recherche et développement)
- [22] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - Version de demande de mise en service - EDF, 2014 (chapitre 5.3.4. Mécanisme de commande de grappe de contrôle)
- [23] EPR - Rapport de sûreté de Flamanville 3 - EDF, 2006 (chapitre 3.6.4. Mécanisme de commande de grappes de commande) [version préliminaire]
- [24] Rapport définitif de sûreté - Rapport standard - Edition VD1 - Palier N4 - EDF, 2009 (Volume II chapitre 2.3.3. Système de contrôle de la réactivité)
- [25] Fiche de communication EDF ENCNA060167 : Étude de l'influence de la nappe de débit EPR issue des essais JULIETTE sur les vitesses transverses dans les assemblages combustibles - EDF, non datée
- [26] Dossier préparatoire à la revue « EPR Gestion du combustible » du 30 mars 2007
- [27] Courrier DIN NPASDEREF070076 : Gestion du combustible EPR : Recommandations de la revue du 30 mars 2007
- [28] Note EDF ENRETM060224 : Note d'avancement des essais AREVA de validation des internes de cuve au 01/09/2006
- [29] <https://www.montelnews.com/>
- [30] https://www.asn.fr/annual_report/2020fr/4/
- [31] <https://actu.fr/normandie/flamanville>
- [32] <https://actu.fr/normandie/flamanville>
- [33] FIREX de Yves Mezière - Domaines Mécanique et Métallurgie - EDF, 2008
- [34] <https://www.usinenouvelle.com/>
- [35] <https://www.contexte.com/>
- [36] Vivre EDF l'Hebdo - Lundi 21 octobre 2013 - Flash spécial
- [37] <https://www.edf.fr/>

Le nucléaire, une affaire de croyance ?

Par Marc Hatzfeld sur le blog du Monde,
le 26 novembre 2021

En fait, cette histoire d'énergie nucléaire semble surtout affaire de croyance. Après tout, certains humains croient qu'ils ont été invités sur terre pour gérer la planète, d'autres croient que la terre est plate, d'autres encore qu'après la mort, ils trouveront un idéal jardin, certains croient même qu'accumuler des objets et multiplier les protections sécuritaires rend heureux.

Nous croyons tous dans des fanfredaines entendues dans l'enfance ou sous l'influence de sages et de séducteurs, de bonimenteurs et de poètes. On peut se dire que de croire à des fantaisies aussi bizarres est la seule façon de se retrouver entre copains sur quelques

images partagées, de façon à échapper à l'absurdité d'un monde auquel nous ne comprenons pas grand-chose.

Mais sur la question nucléaire, la croyance engage des risques de vie et de mort sérieux. La méthode atomique de production de l'énergie ne tient pas debout comme projet politique. Avoir découvert l'intimité de la matière en ouvrant l'atome fut une conquête intellectuelle considérable, un coup d'œil déterminant sur ce que nous savions de la matière et de l'univers. De là à bidouiller cette découverte en réponse à une boulimie programmée de consommation d'énergie, ce n'était pas indispensable.

D'autant que la transformation de cette énergie en millions de tonnes d'objets plutôt nuisibles, incrustés de force par les messages marchands dans nos modes de vie, pose quelques questions embarrassantes.

Longtemps, le dessein atomique a été tenu en semi-respect par des mouvements citoyens qui, suite aux bombes d'Hiroshima et de Nagasaki, suite surtout aux accidents de Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima, ont fait hésiter les messieurs-dames qui décident à notre place. Ça nous avait tellement glacé le sang qu'on aurait imaginé que, la récré terminée, on allait redevenir raisonnable.

Et voici que depuis une dizaine d'années une petite musique revient par la bouche des politiciens, selon laquelle le nucléaire serait la solution au réchauffement climatique. Carrément. Plus c'est gros, plus ça passe ! A part les écolos, personne ne moufte. La croyance dépasse ici l'absurde pour friser un projet de suicide collectif de l'espèce humaine, entraînant dans sa turpitude une bonne part du vivant.

La France historique des lumières et des droits humains produit l'électricité la plus nucléarisée du monde. Elle fabrique d'ailleurs d'excellents fromages, de la belle littérature et d'autres merveilles. Mais voilà que cette France, inventrice du Concorde qui n'a pratiquement pas volé, bâtisseuse du paquebot France juste avant que les traversées intercontinentales ne s'arrêtent et lanceuse du coup de bluff des avions renifleurs qui a bien faire rire, la France nous remet le couvert de la démesure. Ce nouvel appel du génie consiste à brandir la solution miracle aux demandes hagardes des humains pour une abondance d'énergie propre. On va vous planter des EPR sur tout le territoire, vous allez voir ça. On va même concocter des minicentrales de proximité, puisque la proximité est à la mode. On va sauver l'humanité en lui vendant des centrales dernier cri.

Rappelons que le dernier EPR a eu dix ans de retard, a coûté un bras, n'est même pas terminé tandis que les eaux ont suffisamment monté pour que l'on panique à bord. Rappelons aussi que personne ne sait comment se débarrasser des déchets nucléaires qui s'entassent on ne sait trop où et dont aucun humain ne veut dans son voisinage. Sans parler des autres vivants qui ne sont jamais même mentionnés tant est odieuse la honte pour

Le GSIEN est une association loi 1901 qui a été créée en 1975, suite à l'appel des 400 de février 1975, appel de

scientifiques dont 200 physiciens nucléaires. Cet appel "A propos du programme nucléaire français" se concluait sur les phrases suivantes : *"Nous pensons que la politique actuellement menée ne tient compte ni des vrais intérêts de la population ni de ceux des générations futures, et qu'elle qualifie de scientifique un choix politique. Il faut qu'un vrai débat s'instaure et non ce semblant de consultation fait dans la précipitation. Nous appelons la population à refuser l'installation de ces centrales tant qu'elle n'aura pas une claire conscience des risques et des conséquences. Nous appelons les scientifiques (chercheurs, ingénieurs, médecins, professeurs) à soutenir cet appel et à contribuer, par tous les moyens, à éclairer l'opinion."*

SES ACTIVITÉS : Alors que les nombreux dysfonctionnements dans la construction des réacteurs tels que les déboires des EPR actuellement en constructions, montrent **l'absence de mémoire des industriels du nucléaire, depuis 1976, le GSIEN suit et surveille cette industrie dangereuse depuis plus de 40 ans sans discontinuer.** Composé de scientifiques, d'experts reconnus, de travailleurs du nucléaire et de militants, le Groupe s'est doté d'un journal "**La Gazette Nucléaire**" qui a publié près de 300 numéros et près de 200 dossiers thématiques et édité plusieurs livres. De Three Mile Island (1979) en passant par Tchernobyl (1986) et Fukushima (2011), le GSIEN suit constamment l'actualité de l'industrie nucléaire et intervient régulièrement dans les organismes officiels où il est représenté. Il répond aux nombreuses demandes du public mais aussi des enseignants, journalistes et associations écologistes. Le GSIEN est en particulier engagé dans l'Association Nationale des Comités et Commissions Locales d'Information (ANCCLI) et participe à son Comité Scientifique. Il travaille aussi directement avec les Commissions Locales.

LE CONTEXTE ACTUEL : Alors que chaque jour apporte son lot de révélations inquiétantes sur le fonctionnement du parc nucléaire, que le risque majeur n'est plus une vue de l'esprit, que le parc vieillit, que les rejets radioactifs continuent, que le débat sur la transition énergétique en France et ailleurs est relancé, que la capacité technique de construire un nouveau réacteur n'est pas démontrée (déboires de l'EPR de Flamanville), pas plus que celle de mettre en œuvre une « gestion sûre » des déchets les plus dangereux, la mise en doute de la validité technico-économique d'un renouvellement du parc nucléaire est de plus en plus prégnante ! Fromage et dessert : Que dire des sites qui restent souillés (mines, usines, sites d'essais militaires...) sans qu'une proposition sérieuse de remise en état soit envisagée ou encore du démantèlement qui reste au stade des balbutiements y compris sur l'estimation des fonds à provisionner ?

Plus que jamais, **l'existence d'une expertise scientifique indépendante est nécessaire pour informer la population, alerter les acteurs de la filière et interpeller le pouvoir politique.** Dans ce contexte, le GSIEN doit poursuivre et renforcer son activité grâce au soutien et à la participation d'un plus grand nombre de membres de la communauté scientifique, de chercheurs de toutes disciplines et de militants de terrain. **Après 45 ans d'expertise "pluraliste", l'ambition du GSIEN est de permettre au plus grand nombre de s'approprier les connaissances accumulées, de renforcer sa capacité d'intervention dans le débat public et d'assurer l'enrichissement et la relève de cette expertise pluraliste.**

SOUTENIR LE GSIEN : C'EST IMPORTANT !

<https://gazettenucleaire.org/>



Bulletin d'abonnement (adhésion, voir au dos)

(N'envoyez pas directement les chèques postaux au Centre cela complique beaucoup notre "suivi" de fichier)

À découper et à renvoyer avec le titre de paiement (CCP ou chèque bancaire) à l'ordre du **GSIEN** :

GSIEN – 2 Allées François Villon – 91400 ORSAY

Nom : (en majuscules)

Prénom :

Adresse :

Code Postal :

Ville :

Téléphone :

Email :

Je m'abonne à la Gazette Nucléaire :

oui •

non •

(Pour un an : France : 24 € - Étranger : 30 € - Soutien : 30 € ou plus)