



**TECHNIQUES
DE L'INGÉNIEUR**

Réf. : **BN3296 V1**

Maintenance des centrales nucléaires - Composants de la chaudière

Date de publication :
10 novembre 2017

Date de dernière validation :
26 avril 2021

Cet article est issu de : **Énergies | Génie nucléaire**

par **Jean-Pierre HUTIN**

Mots-clés

maintenance | centrale
nucléaire

Résumé Cet article constitue la 2ème partie d'un ensemble de trois articles exposant la maintenance mise en œuvre sur les centrales nucléaires françaises sous tous ses aspects, techniques, humains, organisationnels. Celui-ci passe en revue les principaux composants de la chaudière et expose, pour chacun d'eux, les grandes lignes de la conception, le retour d'expérience et les problèmes rencontrés, la maintenance qui lui est appliquée, les perspectives à long terme. Les deux autres articles couvrent d'une part les dispositions générales, les organisations et les acteurs de la maintenance [BN3295], d'autre part les principaux composants non nucléaires, quelques matériels génériques et le contrôle-commande [BN3297].

Keywords

maintenance | nuclear power
plant

Abstract This article is the second of a three-part review presenting maintenance applied to French nuclear power plants, covering all aspects: technical, human and organizational. This second part reviews nuclear steam supply system components, giving for each a brief description, problems encountered and lessons learned, maintenance programs and a long-term view. The first part covers general considerations, maintenance actors [BN3295] and organizations, and the third part the main non-nuclear components, some generic materials and the instrument and control systems [BN3297].

Pour toute question :

Service Relation clientèle
Techniques de l'Ingénieur
Immeuble Pleyad 1
39, boulevard Ornano
93288 Saint-Denis Cedex

Par mail :

infos.clients@teching.com

Par téléphone :

00 33 (0)1 53 35 20 20

Document téléchargé le : **27/02/2025**

Pour le compte : **7200023220 - universite de lorraine // 193.50.135.4**

© Techniques de l'Ingénieur | Tous droits réservés

Maintenance des centrales nucléaires

Composants de la chaudière

par **Jean-Pierre HUTIN**

Ancien directeur technique du Parc nucléaire, EDF

1. Fonctionnement général d'une tranche nucléaire	BN 3 296 - 2
2. Cuve	— 2
3. Équipements internes de la cuve	— 5
4. Grappes de contrôle et leurs mécanismes de commande	— 7
5. Générateurs de vapeur (GV)	— 9
6. Groupes motopompes primaires (GMPP)	— 15
7. Pressuriseur	— 18
8. Circuit primaire principal (CPP) et ses tuyauteries	— 19
9. Bâtiment réacteur (BR)	— 22
10. Conclusion	— 24
11. Glossaire	— 25
Pour en savoir plus	Doc. BN 3 296

Dans le premier fascicule consacré à la maintenance des centrales nucléaires, nous avons rappelé les principes de conception et les modes d'exploitation d'une tranche et nous avons décrit les dispositions générales prises pour sa maintenance sous les aspects politiques, humains et organisationnels. Ce deuxième fascicule passe en revue les principaux composants de la chaudière. Après un bref rappel des conditions de conception et de fabrication, il expose, pour chacun d'eux, le retour d'expérience, les problèmes rencontrés, les stratégies et programmes de maintenance mis en œuvre, les perspectives sur leur espérance de vie.

1. Fonctionnement général d'une tranche nucléaire

Nous rappelons brièvement ici le fonctionnement général d'une tranche nucléaire ; une explication plus complète et plus détaillée figure dans la première partie [BN 3 295].

Dans la chaudière, l'eau primaire s'échauffe en passant dans le cœur (siège de la réaction nucléaire), va dans les générateurs de vapeur (GV) où elle cède sa chaleur à l'eau du circuit secondaire qui se vaporise, puis l'eau primaire retourne vers le cœur. La vapeur ainsi produite fait tourner la turbine qui entraîne l'alternateur, lequel produit l'électricité. Ramenée à l'état liquide dans le condenseur par le circuit dit « de refroidissement », l'eau secondaire est réchauffée (poste d'eau) et renvoyée vers les GV (figure 2 de la 1^{re} partie [BN 3 295]). L'eau du circuit de refroidissement est prise dans le milieu naturel : soit elle y est ensuite rejetée (tranche en circuit ouvert), soit elle est refroidie dans un aéroréfrigérant et réutilisée (tranche en circuit fermé).

Nota : les tranches produisant 900 MWe et leurs composants sont, en abrégé, appelés « tranche 900 » et « composant 900 ». Il en est de même pour les 1300 et les 1450 (ou N4).

2. Cuve

2.1 Conception et fabrication de la cuve

2.1.1 Description et fabrication

La cuve est le composant qui contient le cœur du réacteur (les assemblages combustibles). Elle fait partie du circuit primaire principal qui constitue la deuxième barrière de confinement des matières radioactives. Le maintien de son intégrité est donc un objectif essentiel, d'autant plus que la possibilité de sa rupture n'est pas prise en compte à la conception et que son remplacement est difficilement imaginable.

Il s'agit d'une sorte de réservoir cylindrique de 10 m de haut et de 4 m de diamètre, fermé par un couvercle boulonné. L'eau primaire y pénètre à environ 285 °C par trois (cuves 900) ou quatre (cuves 1300 et 1450) tubulures dites « froides », s'échauffe en passant dans le cœur et ressort à environ 325 °C par autant de tubulures « chaudes ». La pression en fonctionnement normal est de 155 bars (pression de calcul : 172 bars). La figure 1 montre à la fois la coupe d'une cuve et les structures internes qu'elle contient.

Les parois (200 mm d'épaisseur environ) sont en acier ferritique faiblement allié. Elles sont revêtues d'acier austénitique (8 mm d'épaisseur) pour éviter le contact direct entre l'acide borique présent dans le fluide primaire et l'acier ferritique qui est sensible à la corrosion par le bore.

La cuve (330 t pour une 900, 430 pour une 1300) est suspendue dans le puits de cuve (structure cylindrique en béton) en reposant sur ses tubulures. Le plan de joint entre la cuve et son couvercle coïncide avec une ouverture aménagée dans le fond de la piscine réacteur, ce qui permet d'extraire et manipuler les assemblages combustibles sous eau.

Le corps de la cuve est formé par l'assemblage de six pièces forgées et soudées entre elles dont, en partie supérieure, une bride sur laquelle vient se poser le couvercle. En face intérieure, cette bride comporte un ressaut soutenant les équipements internes qui sont donc « suspendus ». Le fond est percé de trous munis de tubes en alliage de nickel (les pénétrations de fond de cuve) qui permettent le passage de l'instrumentation du cœur.

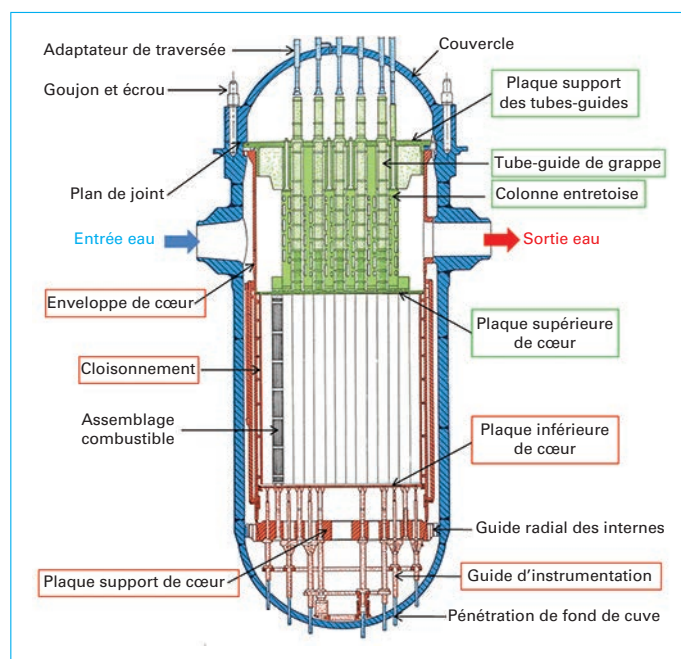


Figure 1 – Vue en coupe d'une cuve (en bleu) avec ses équipements internes inférieurs (en rouge) et supérieurs (en vert) dans la configuration d'une chaudière 900

Le couvercle est également percé de trous dans lesquels sont fixés des tubes en alliage de nickel (« adaptateurs ») constituant les « traversées » qui permettent le passage des tiges de commande des grappes de contrôle (§ 4). Chaque traversée est prolongée par un carter abritant la partie supérieure de la tige et son mécanisme de commande.

Le couvercle est tenu fermé par 54 (cuves 900) ou 58 (cuves 1300 et N4) goudjons qui sont vissés dans des trous borgnes taraudés dans la bride de cuve, qui traversent des alésages percés dans la bride de couvercle et sur lesquels on vient visser autant d'écrous. L'étanchéité est assurée par deux joints O-Ring. Pour fiabiliser l'opération d'ouverture-fermeture, celle-ci est réalisée à l'aide d'un robot, la machine à serrer et desserrer les goudjons (MSDG).

Les tubulures en acier ferritique sont prolongées par un embout en acier austénitique soudé en usine. Cela permet de réaliser les soudures bimétalliques, toujours délicates, dans les meilleures conditions et de n'avoir plus à faire, lors du montage sur site, que des soudures homogènes entre embouts et tuyauteries en acier austénitique.

2.1.2 Démonstration de sûreté prenant en compte la fragilisation de l'acier

La rupture complète de la cuve n'est pas prise en compte à la conception, tout doit donc être fait pour qu'elle soit impossible. Celle-ci nécessiterait la conjonction de trois éléments : un défaut dans la paroi (par exemple du type fissure), un effort important appliqué à ce défaut et un matériau de faible ténacité (acier travaillant dans son domaine fragile).

Les éventuels défauts sont bien connus du fait des contrôles réalisés en fin de fabrication et des inspections réalisées tous les 10 ans avec des techniques de plus en plus performantes (§ 2.3) ; il s'agit de défauts d'origine que ni la fatigue ni la corrosion ne viennent aggraver. Les efforts que peut avoir à supporter la paroi sont connus par les études d'accidents (calculs, essais sur boucle, simulation numérique), le plus sévère étant une brèche dans une tuyauterie primaire avec injection de sécurité, ce qui conduit à

cumuler un choc thermique (arrivée d'eau froide dans la cuve chaude) et une pression qui reste élevée (*pressurized thermal shock*). Ces deux premiers paramètres de l'analyse sont quasiment indépendants de l'âge.

Il n'en est pas de même du troisième : l'acier ferritique de la paroi se « fragilise » sous l'effet du flux de neutrons provenant du cœur, ce qui se traduit, au fur et à mesure des années d'exploitation, par un décalage vers le haut de sa température de transition (RT_{NDT}) entre les domaines de comportement ductile et fragile (en réalité, seule est vraiment touchée la zone qui est au niveau du cœur). Cette évolution de la RT_{NDT} , différente d'une cuve à l'autre, a fait l'objet de prévisions qui sont vérifiées continuellement par un programme particulier (§ 2.3).

Une partie essentielle de la démonstration de sûreté des cuves, qui est faite à la conception et est mise à jour périodiquement, est donc là pour vérifier qu'un défaut tel qu'il pourrait en exister dans la paroi et soumis aux contraintes des situations accidentelles les plus sévères, reste stable même en fin de vie de la tranche, lorsque l'acier de la zone de cœur a vu sa température de transition décalée par l'irradiation.

La méthode d'analyse fait appel aux concepts de la mécanique de la rupture : calcul du facteur d'intensité de contraintes, pour tous les défauts réels ou potentiels et à tous les instants de tous les transitoires accidentels possibles, puis comparaison avec la ténacité au droit du défaut qui évolue, elle aussi, avec la température au cours du transitoire. On devine aisément que la situation est plus défavorable pour des défauts proches de la peau interne : irradiation et donc fragilisation plus importante, contraintes thermiques plus fortes. Cela explique que les inspections se focalisent sur cette zone, en particulier sur les premiers millimètres d'acier ferritique situés juste sous le revêtement dans la mesure où le dépôt de ce dernier (par soudage) peut conduire à la formation de petits défauts plans sous-jacents (mécanisme de fissuration à froid ou décohéation intergranulaire due au réchauffage).

Pour couvrir tous les cas possibles, la démonstration de sûreté des cuves est faite, d'une part, avec les plus grands défauts effectivement détectés, d'autre part en postulant la présence d'un défaut hypothétique qui aurait pu échapper aux examens et auquel on attribue les caractéristiques les plus pénalisantes (forme, position, orientation).

L'analyse du risque de rupture brutale des cuves est expliquée de façon plus détaillée dans l'article [BN 3 307].

2.2 Retour d'expérience

2.2.1 Endommagements à la jonction cuve-couvercle

Au niveau de l'assemblage bride de cuve/bride de couvercle, des fuites sont parfois constatées au 1^{er} joint. Bien qu'elles soient collectées par un système de reprise avant le 2^e joint, une fuite dépassant les critères conduit à l'arrêt de la tranche pour remise en conformité, ce qui constitue une lourde indisponibilité. La cause la plus fréquente est la présence (anormale) d'un corps étranger sur le plan de joint au moment de la pose du couvercle.

Des dégradations superficielles sont parfois observées sur les plans de joints, elles sont facilement éliminables.

Les goujons ont un diamètre important et un pas très fin. Les opérations de vissage-dé vissage sont donc très délicates. Un désaxage, même léger, peut conduire à un grippage avec toutes les difficultés que l'on peut imaginer pour ressortir la partie coincée. Si les filets d'un goujon sont endommagés, il est facile de le remplacer. S'il s'agit des filets du taraudage, la zone endommagée peut être rectifiée, voire éliminée par fraisage pour autant que la

longueur de filet restante soit suffisante. Si le grippage a été très « endommageant », l'exploitant peut être obligé de procéder à un réusinage du trou qui l'amène à une cote supérieure et nécessite ensuite l'emploi d'un goujon particulier.

La prévention de ces anomalies passe par des précautions élémentaires : examen des pièces à chaque manipulation, mise en propreté avant vissage, utilisation de lubrifiants adaptés, mise en œuvre vigilante des outillages.

2.2.2 Adaptateurs des traversées de couvercle

En 1991, une légère fuite a été détectée, au cours d'une épreuve hydraulique réglementaire, sur un adaptateur en alliage 600 du couvercle de la cuve de Bugey 3. Les investigations ont montré la présence de fissures longitudinales dues à la corrosion sous contrainte. Une campagne d'examens non destructifs (courants de Foucault et ultrasons) a révélé que d'autres adaptateurs étaient endommagés montrant que le problème était potentiellement générique.

La première stratégie envisagée consistait à contrôler la totalité des adaptateurs, réparer/remplacer ceux qui étaient fissurés et recommencer l'opération aussi souvent que nécessaire. Une stratégie difficile et coûteuse à mettre en œuvre. Par ailleurs, la conviction fut rapidement acquise que tous les adaptateurs fabriqués dans les mêmes conditions pouvaient tôt ou tard être affectés. En conséquence, il a été décidé de remplacer carrément tous les couvercles, atteints ou non, par des couvercles neufs équipés d'adaptateurs en alliage de nickel de type 690 insensible à la corrosion sous contrainte.

2.2.3 Autres problèmes

– Endommagement du revêtement interne

Des mouvements forcés entre les équipements internes et la paroi de la cuve peuvent entraîner une dégradation du revêtement tout comme la présence inopportune de corps étrangers. La prévention passe par une grande rigueur lors de la manutention de ces structures.

– Fuites au-dessus du couvercle

Des fuites ont parfois été observées au-dessus du couvercle, au niveau des joints soudés des carters qui abritent les tiges et les mécanismes de commande des grappes. Liées à des non-qualités de réalisation et/ou à de la corrosion sous contrainte, ces fuites restent bien en-deçà des limites spécifiées, mais le risque est d'avoir de l'eau borée sur l'extérieur du couvercle (non protégé donc exposé à la corrosion par le bore).

– Liaisons bimétalliques

Les liaisons bimétalliques sont traitées dans le paragraphe consacré au circuit primaire principal (§ 8.5.1).

2.3 Maintenance

En fonctionnement, la cuve bénéficie des dispositions de surveillance communes à l'ensemble des composants du circuit primaire principal (§ 8.1.2).

À l'arrêt, la maintenance de la cuve a deux objectifs :

- s'assurer, par des programmes d'inspection adaptés, qu'il n'apparaît pas d'endommagement imprévu et que les défauts de fabrication connus n'évoluent pas ;
- s'assurer que la fragilisation de l'acier ferritique ne progresse pas plus vite que prévu.

Ces résultats alimentent l'actualisation de la démonstration de sûreté.

2.3.1 Inspection en service

■ Examens généraux constituant la « visite complète » standard

Tous les dix ans, la cuve fait l'objet d'une visite complète qui constitue un des principaux éléments de sa « requalification décennale » requise par la réglementation.

La visite complète consiste d'abord en un examen télévisuel général de la paroi interne de la cuve (déchargée du combustible et des structures internes mais pleine d'eau), du couvercle, des carters des mécanismes de commande de grappe, du raccordement des pénétrations de fond de cuve avec les tubes-guides d'instrumentation.

Vient ensuite un contrôle par ultrasons de toutes les soudures principales auquel s'ajoute une gammagraphie des soudures tubulure-embout-tuyauterie.

La plupart de ces examens sont réalisés avec un équipement robotisé, la machine d'inspection en service (MIS) qui opère sous eau (figure 2). Cette machine est une sorte de tripode géant qui vient se poser sur la bride de cuve et qui est muni d'un mat central pouvant monter, descendre et tourner. Sur ce mat, sont fixés des bras articulés qui portent les dispositifs de contrôle de façon à atteindre les zones à inspecter avec une précision de positionnement extrême (voir figure 3 de [BN 3 307]).

Au niveau de la fermeture de cuve, les goujons et les écrous font l'objet d'examens par ressuage et par courants de Foucault (éventuellement renouvelés entre deux décennales) et les taraudages de la bride de cuve sont soumis à un examen par ultrasons. Étant donné les indisponibilités considérables que pourrait entraîner un grippage lors de la refermeture de la cuve, l'exploitant procède à un examen visuel et à un nettoyage soigné des goujons, des écrous et des taraudages à chaque arrêt.

■ Recherche de défauts sous revêtement dans la zone de cœur

Des capteurs spéciaux à ultrasons focalisés ont été développés pour détecter et caractériser des défauts, même petits, qui se trouveraient juste sous le revêtement, en particulier dans la zone de cœur. Cette technique est mise en œuvre lors des visites complètes, permettant ainsi d'établir une cartographie très précise des défauts présents et de s'assurer de leur absence d'évolution.

■ Examens spécifiques

À l'ensemble des contrôles standards décrits ci-dessus, viennent s'ajouter des examens destinés à suivre une zone ou un problème particulier, lorsque ce problème est avéré ou soupçonné : ressuage des parois externes des liaisons bimétalliques pour recherche de décohésions intergranulaires, examen par ultrasons de tubulures

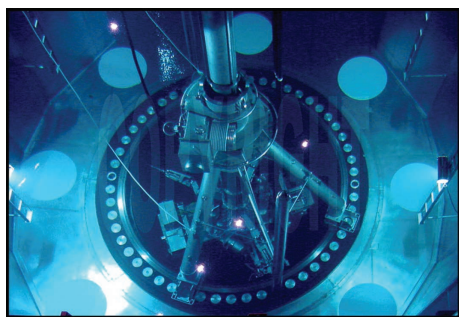


Figure 2 – Machine d'inspection en service (MIS) en position opérationnelle

ayant des défauts de fabrication pour vérifier leur absence d'évolution, examen par courants de Foucault et ultrasons des adaptateurs de couvercles en alliage 600 qui n'auraient pas été remplacés, examen par ultrasons des pénétrations de fond de cuve.

2.3.2 Suivi de la fragilisation due à l'irradiation

L'évolution réelle des propriétés de l'acier des cuves est suivie au travers du programme de surveillance de l'irradiation (PSI). Lors de la fabrication, des échantillons d'acier de chaque cuve ont été prélevés et utilisés pour fabriquer des éprouvettes. Placées dans des conteneurs accrochés à l'intérieur des cuves, les éprouvettes reçoivent un flux de neutrons supérieur à ce que reçoit la paroi. Elles se fragilisent donc plus vite, avec un facteur d'accélération connu. Extraites selon un échéancier préétabli, elles sont soumises à des essais de rupture qui donnent une évaluation de ce que seront les propriétés du matériau de la cuve N années plus tard et en particulier le décalage de la température de transition RT_{NDT} . On peut ainsi valider les prévisions faites à l'origine.

À ce jour, les résultats du PSI des cuves françaises montrent des décalages de RT_{NDT} inférieurs aux prévisions [BN 3 307]. En intégrant des marges de sécurité, on peut dire que la température de transition des aciers des cuves françaises ne dépassera pas 85 °C après 40 années d'exploitation, la grande majorité des cas se situant entre 40 et 60 °C.

Cela est dû au choix d'aciers contenant peu de cuivre mais aussi au fait que, depuis les années 1990, EDF adopte systématiquement un positionnement des assemblages combustible qui minimise le flux neutronique reçu par la cuve.

À noter que des prélèvements réalisés directement dans la paroi de la cuve de la centrale déclassée de Chooz A ont également confirmé le caractère pessimiste des prévisions.

2.3.3 Actualisation périodique de la démonstration de sûreté

Tous les 10 ans, la démonstration de sûreté de chaque cuve est actualisée à la lumière des résultats du programme de surveillance et, le cas échéant, des connaissances nouvelles.

Les défauts pris en compte sont ceux détectés par les inspections ainsi que les défauts hypothétiques qui auraient pu échapper aux examens (en fonction des performances sans cesse améliorées de ces derniers). Les prévisions relatives au décalage de la température de transition sont enrichies avec les résultats du PSI. Enfin, les travaux d'études se poursuivent un peu partout dans le monde – et à EDF en particulier – pour mieux cerner les transitoires accidentels possibles et affiner l'évaluation des contraintes engendrées.

Les résultats de cette mise à jour des dossiers viennent étayer la possibilité de poursuivre l'exploitation des tranches.

2.3.4 Épreuve hydraulique

Tous les 10 ans, le circuit primaire principal est soumis à une épreuve hydraulique réglementaire (§ 8.1.3). Or, la situation de la cuve peut imposer quelques contraintes quant à la réalisation de cette épreuve. En effet, le réacteur est à l'arrêt et la température de l'eau primaire peut être assez basse pour que l'acier ait un comportement fragile compte tenu du décalage de sa température de transition. Pour éviter d'endommager la cuve à cette occasion, on peut donc être amené à chauffer un peu l'eau de façon à être sûr que, sollicité par la pression d'épreuve, l'acier travaille dans son domaine ductile.

2.4 Situation à l'étranger

En ce qui concerne l'inspection en service des cuves, le contrôle des soudures tous les dix ans est la règle dans quasiment tous les pays, avec quelques différences minimales quant aux méthodes utilisées. Mais la principale différence tient au fait que seule la France réalise systématiquement un contrôle ultrasonore de grande précision dans l'acier ferritique juste sous le revêtement, et cela **sur toute la surface** des viroles en face du cœur.

Dans tous les pays, il y a eu des études faites à la conception pour démontrer que le risque de rupture de la cuve resterait suffisamment faible malgré la fragilisation de l'acier due à l'irradiation, études qui n'utilisent pas toutes les mêmes méthodes ni les mêmes hypothèses.

En ce qui concerne les températures de transition en fin de vie, elles sont très variables d'un pays à l'autre, d'une tranche à l'autre. Sur les cuves américaines les plus anciennes, cette température pourrait dépasser les 130 °C du fait de la teneur élevée des aciers en cuivre et/ou phosphore. Il en est de même pour certaines cuves des pays de l'ex-bloc soviétique. Les cuves allemandes sont dans une situation beaucoup plus confortable dans la mesure où le constructeur a mis une distance plus grande entre le cœur et la paroi, réduisant ainsi le flux neutronique reçu par cette dernière.

Pour conforter les prévisions de fragilisation, tous les pays exploitant ce type de réacteur ont mis en place un programme de surveillance de l'irradiation (même si, dans certains cas, il y a des doutes sur la provenance des éprouvettes utilisées...).

Pour ce qui est des défauts à prendre en compte dans l'analyse, la France est la seule à mettre en œuvre une méthode permettant d'avoir une cartographie complète des défauts effectivement présents juste sous le revêtement. Faute d'avoir cette information, les autres pays font la démonstration de sûreté en prenant en compte un défaut hypothétique supposé enveloppe de tout ce qui peut être rencontré...

Plusieurs pays ayant des cuves relativement fragilisées se sont intéressés aux possibilités de restaurer, au moins partiellement, la ténacité originelle de l'acier de cuve en lui faisant subir, *in situ*, un traitement thermique dit « de recuit ».

En ce qui concerne la corrosion sous contrainte des adaptateurs de couvercles en alliage 600, de nombreux exploitants ayant des couvercles identiques considéraient que le problème était spécifiquement français... jusqu'à ce qu'un incident (Davis Besse, États-Unis) leur prouve le contraire et les oblige à se lancer dans des programmes d'investigation et de remplacements de couvercles plus volontaristes.

3. Équipements internes de la cuve

3.1 Conception et fabrication

3.1.1 Dispositions générales et fonctions

Les équipements internes de la cuve comprennent deux sous-ensembles : les équipements internes inférieurs (EII) qui supportent les assemblages combustible (le cœur) et les équipements internes supérieurs (EIS) qui maintiennent les assemblages à leur extrémité supérieure et assurent le guidage des grappes de contrôle. Ils sont constitués d'un grand nombre d'éléments assemblés par soudage ou vissage, avec une précision dimensionnelle exceptionnelle. La plupart sont en acier austénitique de type 304L en état hypereutecté ; d'autres sont en acier de type 316 ou 316L écroui (vis, pions de maintien) ou en alliage de nickel (broches des tubes-guides, vis).

Les internes inférieurs sont suspendus (et le cœur avec) à un ressaut de la cuve (le « plan de pose »). Les internes supérieurs sont posés dessus, leur partie basse s'insérant dans les internes inférieurs et leur partie haute occupant le volume sous le couvercle (figure 1). Un anneau de calage est placé entre les deux et le maintien de l'ensemble est assuré par le serrage du couvercle.

3.1.2 Équipements internes inférieurs

L'**enveloppe de cœur** est un cylindre suspendu dont le fond est constitué d'une plaque épaisse, soudée et percée de nombreux trous, la plaque support de cœur, sur laquelle reposent les assemblages combustible dont le positionnement est assuré par des pions de centrage. En haut de l'enveloppe est fixée une bride qui s'appuie sur le plan de pose. L'eau « froide » arrive par les tubulures d'entrée dans l'espace annulaire formé par la paroi de la cuve et l'enveloppe de cœur, et se trouve ainsi guidée jusqu'au fond de la cuve. Elle remonte ensuite, traverse la plaque support de cœur et les assemblages combustible au contact desquels elle se réchauffe, puis ressort par des ouvertures latérales ménagées dans l'enveloppe, en face des tubulures de sortie.

En partie basse de l'enveloppe, des clavettes stellites contribuent au maintien radial des internes en couissant dans des glissières soudées à la paroi de la cuve.

Le **cloisonnement du cœur** est un ensemble de « planches » métalliques, longues et étroites (les « baffles ») montées verticalement à l'intérieur de l'enveloppe de cœur et assemblées de façon à former un pourtour polygonal épousant la forme carrée des assemblages. Ces plaques sont fixées à l'enveloppe de cœur par des entretoises horizontales.

Sur certaines tranches, une virole cylindrique épaisse, l'**écran thermique**, est fixée autour de l'enveloppe de cœur pour limiter le flux neutronique reçu par l'acier de la cuve.

En partie basse, divers éléments permettent, d'une part, d'amortir la chute en cas de rupture de l'enveloppe de cœur et, d'autre part, de guider les doigts de gant de l'instrumentation neutronique qui peuvent s'insérer dans le cœur ou en ressortir.

3.1.3 Équipements internes supérieurs

Les équipements internes supérieurs comportent :

- en partie basse, la plaque supérieure de cœur qui est percée de nombreux trous pour permettre le passage de l'eau et des grappes et qui vient coiffer les têtes des assemblages combustible dont le bon positionnement est assuré par des pions de centrage ;
- en partie haute, la plaque support des tubes-guides qui y sont vissés.

Entre ces deux plaques, se trouvent des colonnes entretoises et les tubes-guides qui assurent le guidage des grappes de contrôle lors de leurs mouvements ascendants et descendants. Chaque tube-guide est constitué d'un carter ajouré, à l'intérieur duquel se trouvent des dispositifs de guidage des crayons des grappes. L'extrémité inférieure de chaque tube-guide comporte deux broches à lamelles qui viennent s'insérer dans des trous de la plaque supérieure de cœur, garantissant ainsi le parfait alignement des grappes avec les assemblages.

Au-dessus de la plaque support, on trouve quatre colonnes qui traversent le couvercle et dans lesquelles passent les câbles des thermocouples mesurant les températures en sortie du cœur.

3.1.4 Positionnement respectif des différents éléments

Il est nécessaire de garantir, en toutes circonstances, un parfait positionnement des composants des internes et du cœur, avec juste ce qu'il faut de jeux pour permettre les dilatations. Pour ce faire, des broches d'alignement ou de guidage, des encoches

stellitées, des clavettes, des pions de centrage sont judicieusement placés sur les différents éléments.

La masse de ces structures est considérable (entre 45 et 70 t pour les internes supérieurs, entre 110 et 160 pour les supérieurs) mais les ajustements doivent quand même être d'une très grande précision. On devine aisément les difficultés associées à leur manutention.

3.2 Retour d'expérience

3.2.1 Relâchement du calage des internes

Les structures internes sont maintenues en place par la fermeture du couvercle qui vient comprimer la plaque support des tubes-guides, la bride de l'enveloppe de cœur et l'anneau de calage qui est placé entre les deux et présente une certaine élasticité. Sur certaines tranches étrangères, le relâchement de la précharge assurée par cet anneau a conduit à des mouvements anormaux des internes et des endommagements. Ces événements ont amené EDF à changer les anneaux de calage pour bénéficier de meilleures caractéristiques mécaniques.

3.2.2 Vibrations et usure

Des jeux étant indispensables pour permettre les libres dilata-tions, certains composants des internes ne sont pas totalement bridés et peuvent entrer en vibration sous l'effet de l'écoulement du fluide primaire. De ce fait, des traces d'usure ont parfois été observées à l'interface des dispositifs de positionnement et, de façon plus importante, sur les doigts de gant de l'instrumentation du cœur, en partie basse, ce qui a conduit à la modification de leur guidage.

3.2.3 Incidents de manutention

Les internes supérieurs sont retirés à chaque arrêt pour rechargement à l'aide du pont polaire et déposés sur un stand de stockage. Cette manutention est délicate et on compte de nombreux incidents liés à des coincements intempestifs ou des rencontres malencontreuses avec un obstacle. Les dégradations sont toujours réparables mais l'impact sur la durée de l'arrêt de tranche peut être important si le pont polaire se trouve temporairement paralysé avec une charge suspendue.

3.2.4 Corrosion sous contrainte des broches de tubes-guides

Les premières fissures et ruptures de broches de tubes-guides ont été rencontrées au Japon en 1978 puis en France à partir de 1982 (figure 3). Fabriquées en alliage de nickel X750, elles se sont fissurées par corrosion sous contrainte. La rupture d'une broche ne remet pas en cause les fonctions de sûreté mais toutes les broches étant *a priori* sensibles au phénomène, il a été décidé de les remplacer toutes par des modèles « améliorés ». Mais en 1987, l'effort considérable que ces remplacements avaient représenté s'est trouvé remis en cause par la rupture d'une broche « nouveau modèle » ! Il fallut alors des investigations très poussées pour comprendre pourquoi certaines broches restaient sensibles, puis concevoir un nouveau « nouveau modèle » et remplacer une seconde fois les broches concernées.

Compte tenu de la sensibilité intrinsèque du matériau, il est probable que les améliorations successives ne permettront jamais d'éliminer complètement le risque, des mesures de surveillance et des programmes d'inspection restent donc en place.

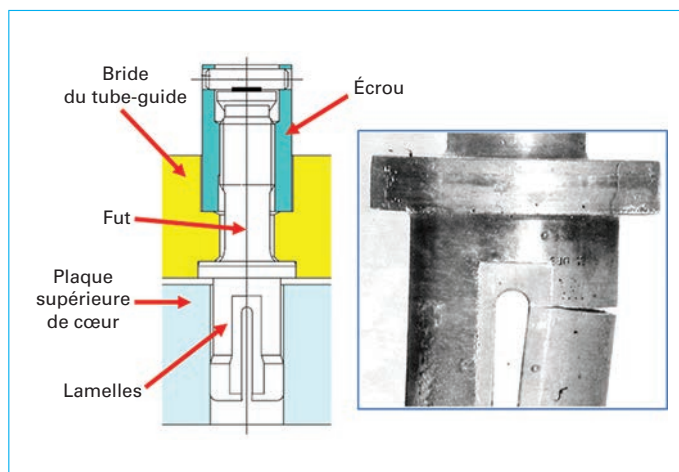


Figure 3 – Schéma d'une broche de tube-guide : fissuration au niveau d'une lamelle

3.2.5 Fissuration des vis du cloisonnement

Sur les premières tranches, les examens par ultrasons ont révélé que, sur les mille vis servant à fixer le cloisonnement du cœur, quelques-unes étaient fissurées. Les études ont montré que l'on pouvait tolérer l'absence d'un certain nombre de ces vis mais il a quand même été décidé de remplacer celles jugées sensibles. Sur les tranches suivantes, des améliorations notables ont été apportées. À ce jour, aucun autre cas n'a été détecté mais une surveillance par échantillonnage est maintenue.

3.2.6 Usure des tubes-guides

Sur les pièces qui guident les grappes de contrôle à l'intérieur des tubes-guides, les premiers cas d'usure ont été observés après une vingtaine d'années de fonctionnement : usure longitudinale due aux montées et descentes des grappes mais aussi usure de contact par petits débattements due aux vibrations des crayons. Le problème semble limité et ne remet pas en cause la sûreté : les essais périodiques de temps de chute des grappes permettent de s'assurer que leur fonctionnement n'est pas perturbé. De toute façon, les tubes-guides peuvent toujours être remplacés.

3.3 Surveillance en fonctionnement

Pour surveiller les équipements internes de la cuve pendant le fonctionnement, le premier moyen disponible est la surveillance acoustique pour la détection des corps migrants (système KIR). L'expérience montre en effet qu'une pièce cassée venant des internes se retrouve souvent piégée en fond de cuve ou dans une boîte à eau de GV où les capteurs de ce système peuvent détecter les chocs contre la paroi.

Par ailleurs, le flux neutronique mesuré à l'extérieur de la cuve peut être comparé aux valeurs calculées par simulation numérique, tout écart pouvant être le signe de vibrations ou de déplacements anormaux de l'enveloppe de cœur.

Les essais périodiques de temps de chute des grappes et la réalisation des cartes de flux renseignent utilement sur le bon état et le bon positionnement des tubes-guides et des doigts de gant de l'instrumentation du cœur. Plus généralement, le bon comportement du combustible dans les différentes manœuvres d'exploitation montre que les structures internes sont globalement intégrées.

3.4 Maintenance pendant l'arrêt

À l'occasion des visites décennales, les équipements internes de la cuve font l'objet d'un examen télévisuel complet, avec une attention particulière portée aux zones susceptibles d'endommagement : fixation des tubes-guides et des colonnes entretoises, soudures, dispositifs de centrage ou de guidage, encoches, alésages et taraudages divers, anneau de calage, etc. Les internes comportant de nombreuses pièces identiques fonctionnant dans les mêmes conditions, l'inspection peut être faite par sondage.

Pour certaines zones, la périodicité des examens est augmentée (vis du cloisonnement des tranches anciennes par exemple).

Pour les broches de tubes-guides, il est effectué un contrôle par ultrasons de tous les modèles de broches, sur un principe d'échantillonnage.

Un peu partout dans le monde, le retour d'expérience a conduit à réaliser toutes sortes de réparations locales sur les internes de cuve, généralement sous forme de remplacement de pièces démontables (broches de tubes-guides, vis du cloisonnement, pions de centrage...). Des modifications importantes ont parfois été apportées pour éliminer un risque ou éradiquer un mode de dégradation (pose de « prothèses » pour limiter la vibration des doigts de gant de l'instrumentation). Ces opérations présentent deux difficultés principales : d'une part, pour des questions de radioprotection, la majorité des travaux doit être réalisée sous eau avec des robots ; d'autre part, les internes constituent une structure très complexe et certaines zones sont d'accès difficile.

In fine, le remplacement complet d'internes anciens par des internes neufs est tout à fait possible : un essai de faisabilité a été réalisé sur Chinon dans les années 1990. Encore faut-il disposer d'un rechange...

4. Grappes de contrôle et leurs mécanismes de commande

4.1 Conception et fabrication

4.1.1 Maîtrise de la réactivité

Maîtriser la réactivité, c'est maîtriser la réaction nucléaire en absorbant une partie des neutrons produits. Pour cela, l'opérateur dispose de deux moyens :

- l'acide borique dilué dans l'eau du circuit primaire dont on fait varier la concentration ;
- les grappes de contrôle que l'on peut insérer ou extraire des assemblages combustible.

Les grappes sont suspendues à une tige qui traverse le couvercle et dont le déplacement vertical est obtenu grâce à des mécanismes électromagnétiques situés au-dessus du couvercle. Les grappes peuvent être insérées ou extraites de façon lente et progressive (pas à pas) pour piloter finement la puissance du réacteur. Elles peuvent aussi être insérées brutalement en les laissant chuter, ce qui arrête instantanément la réaction. Cet arrêt automatique du réacteur (AAR) est déclenché par les systèmes de protection automatiques ou par l'opérateur en cas de fonctionnement anormal.

Il y a entre 48 et 61 grappes sur un réacteur 900 et 65 grappes sur un réacteur 1300. Certaines sont dédiées au pilotage (grappes de réglage), d'autres restent en position haute (hors du cœur) et ne chutent qu'en cas d'arrêt automatique (grappes d'arrêt).

En régime stable, les grappes de réglage bougent très peu mais si la tranche fait du « suivi de charge », elles sont sujettes à des

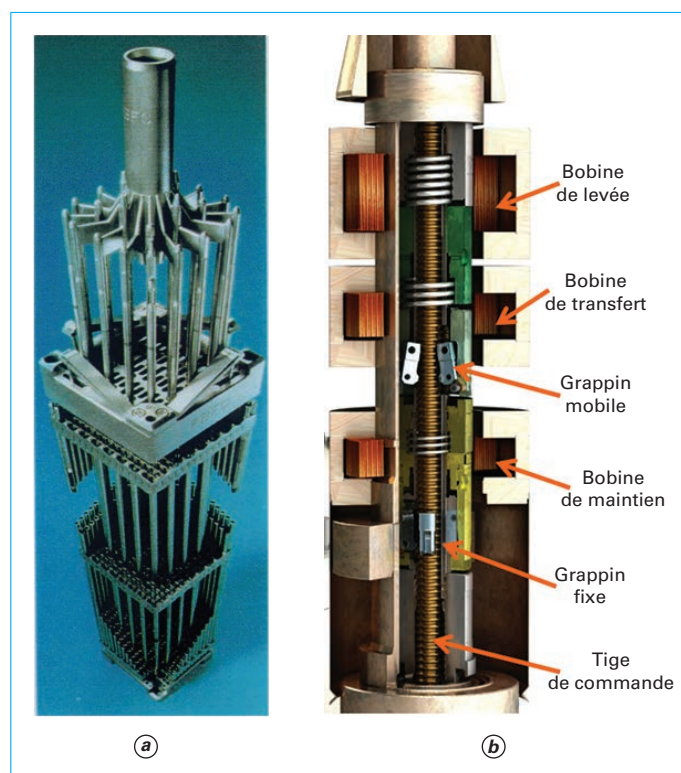


Figure 4 – (a) Grappe de contrôle partiellement insérée dans un assemblage combustible (maquette raccourcie, crayons combustibles retirés pour montrer les tubes de l'assemblage dans lesquels couissent les crayons de la grappe), (b) mécanisme de commande de grappe

mouvements petits mais fréquents pour ajuster en permanence la puissance du réacteur à la demande.

4.1.2 Grappes

Une **grappe de contrôle** est un ensemble de 24 « crayons » réunis à leur extrémité supérieure par une pièce en forme d'étoile (figure 4). Chaque crayon est un tube en acier austénitique d'une dizaine de mm de diamètre rempli d'un matériau « neutrophage » : alliage argent-indium-cadmium (AIC) ou carbure de bore (B_4C). Le tube est fermé à ses extrémités par deux bouchons soudés. La longueur totale d'une grappe se situe entre 4 et 4,7 m selon les paliers.

Certaines grappes dites « grises » sont moins absorbantes et permettent un réglage plus fin de la réactivité.

En position haute, les grappes sont stockées dans les tubes-guides des internes supérieurs (§ 3). Quand elles descendent, elles sont guidées par les cartes de guidage fixées à l'intérieur de ces tubes-guides. Lorsqu'une grappe s'insère dans un assemblage combustible, les crayons de la grappe couissent dans les 24 tubes (appelés aussi « tubes-guides » !) qui servent de squelette à l'assemblage.

La partie supérieure de la grappe comporte un pommeau avec un alésage cannelé dans lequel vient s'insérer l'extrémité inférieure de la tige de commande (voir ci-dessous).

4.1.3 Tige de commande et son carter

Chaque grappe est prolongée par une tige de commande (plus de 7 m de long) qui lui transmet les mouvements de translation imposés par les mécanismes. Son extrémité inférieure comporte un

manchon d'accouplement qui s'accroche dans le pommeau de la grappe. Un dispositif permet de désaccoupler à distance grappes et tiges. En partie supérieure, les tiges présentent des cannelures qui font face aux mécanismes de commande (voir ci-dessous).

Les tiges traversent le couvercle en couissant dans les « traversées » (§ 2) qui sont prolongées par un carter étanche en acier abritant les mécanismes et dans lequel la tige monte et descend.

4.1.4 Mécanismes de commande des grappes (MCG)

Les mécanismes de commande des grappes sont des dispositifs électromagnétiques situés au-dessus du couvercle. Ils permettent de maintenir, faire monter ou faire descendre les tiges de commande et donc les grappes de contrôle.

Chaque mécanisme comporte deux parties (figure 4) :

- **un ensemble mécanique** situé à l'intérieur du carter, constitué de deux grappins superposés. Chaque grappin comporte trois cliquets qui peuvent s'insérer dans les cannelures de la tige ou s'en dégager. Les grappins sont reliés à des pièces mobiles qui sont sensibles aux champs magnétiques et qui se déplacent lorsque les bobines extérieures sont alimentées, leur mouvement entraînant celui des grappins. Le grappin inférieur ou « grappin fixe » sert au maintien de la grappe à l'altitude voulue. Le grappin supérieur ou « grappin mobile » comprend en plus un dispositif qui lui permet de monter ou descendre de quelques centimètres : c'est lui qui va lever ou descendre la grappe ;

- **un ensemble électromagnétique** situé à l'extérieur du carter et formé de trois bobines (bobines de maintien, de transfert et de déplacement) ; lorsqu'elles sont alimentées, elles font déplacer les pièces internes sensibles aux champs magnétiques, pièces qui elles-mêmes actionnent les grappins.

Par une succession d'insertion, de mouvement vertical et de désengagement des grappins, le mécanisme va permettre à la tige de commande et à la grappe qui y est attachée, de monter ou descendre pas à pas.

Dans la vie d'une tranche, ce sont des millions de pas que les mécanismes de commande font faire aux grappes de régulation. En cas d'arrêt de l'alimentation électrique des bobines, tous les grappins se mettent en position ouverte et les grappes chutent immédiatement par simple effet de gravité. Le fait que les grappes puissent effectivement chuter librement est régulièrement vérifié par des essais périodiques : non seulement on s'assure que chaque grappe arrive bien au fond de son assemblage combustible mais on mesure le temps qu'elle met à chuter, une dérive de ce temps pouvant être le signe d'un problème émergeant.

4.2 Retour d'expérience

4.2.1 Usure des crayons des grappes

Contrairement à ce que l'on attendait, ce sont les grappes d'arrêt qui ont manifesté les signes d'usure les plus préoccupants : elles sont stockées dans les tubes-guides où elles sont supposées ne pas bouger mais les écoulements font vibrer les crayons et ceux-ci frottent contre les dispositifs de guidage, l'usure pouvant aller jusqu'au percement de la paroi d'un crayon, ce qui conduit à la dissémination d'un peu d'absorbant dans le circuit primaire (figure 5). Pas assez pour gêner le pilotage du réacteur mais si l'absorbant contient de l'argent, celui-ci se transforme en un isotope fortement radioactif qui augmente la pollution radiologique du circuit. Par ailleurs, si la section usée est trop affaiblie, il y a un risque de rupture par fatigue du crayon.

Une fois déterminées les cinétiques d'usure et les valeurs maximales tolérables, une stratégie a été mise en place :

- léger décalage périodique de la position haute des grappes de façon à répartir l'usure ;

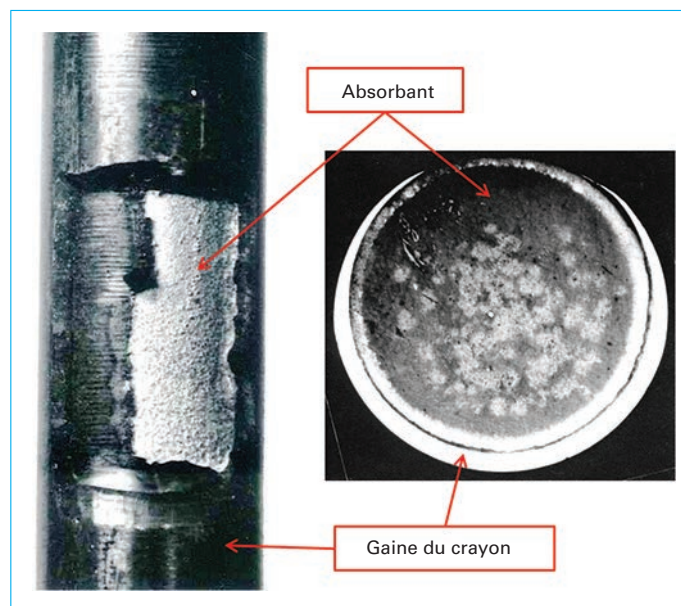


Figure 5 – Crayon de grappe utilisé par vibration et frottement contre une carte de guidage

- contrôle des grappes et remplacement de celles dont l'usure dépasse les critères.

Cette stratégie était techniquement viable mais elle s'est rapidement avérée très coûteuse. Les constructeurs ont donc développé de nouveaux modèles de crayon dont les surfaces sont traitées contre l'usure (nitruration ionique ou chromage électrolytique).

4.2.2 Problème d'insertion des grappes

On observe parfois une dérive du temps de chute d'une grappe, mesuré lors des essais périodiques. Les raisons possibles sont multiples : gonflement des crayons induit par un gonflement radiochimique de l'absorbant, déformation de l'assemblage combustible, présence d'un corps étranger sur la trajectoire, etc.

Dans des cas extrêmes, la descente de la grappe peut même être interrompue avant la fin de sa course. La non-chute d'une grappe n'empêche pas l'arrêt de la réaction nucléaire (marge de conception), mais oblige à arrêter la tranche, ouvrir la cuve, sortir les équipements internes et le combustible, identifier la cause du blocage et remplacer les composants en défaut avant de redémarrer : c'est au minimum 20 jours d'indisponibilité fortuite.

4.2.3 Dysfonctionnements des mécanismes de commande

Un mécanisme est composé d'un grand nombre de petites pièces qui subissent, lors des mouvements, des efforts assez violents. Des usures ont été observées sur des cliquets mais elles restent limitées, grâce au revêtement de stellite qui les protège. Le paramètre prépondérant est évidemment le nombre de pas, ce qui permet de mettre en œuvre une stratégie d'examen périodique et de remplacement conditionnelle ou systématique.

Les dysfonctionnements de mécanismes peuvent avoir des causes diverses : présence d'impuretés, anomalies de montage, formation de film d'oxydes, défauts transitoires dans l'alimentation des bobines. Pour éviter des visites avec démontage inutiles, un prédiagnostic peut être tenté en analysant les courants dans les bobines et les données fournies par une instrumentation électro-acoustique. Dans le doute, le démontage complet reste la seule solution pour expertiser le mécanisme.

4.3 Surveillance en fonctionnement

Plusieurs paramètres sont suivis en fonctionnement et renseignent sur l'état des grappes et des mécanismes de commande :

- la position de chaque grappe est suivie en salle de commande, tout déplacement anormal ou refus de déplacement est donc immédiatement détecté ;
- le suivi du flux neutronique dans le cœur et de sa répartition spatiale est également un indicateur du bon (ou mauvais) positionnement des grappes ;
- le suivi de l'activité du circuit primaire permet de détecter la présence de l'isotope Ag110m, signe que des crayons de grappe pourraient être inétanches ;
- la mesure du courant dans les bobines des mécanismes donnent des informations précieuses quant à leur bon fonctionnement.

Par ailleurs, un certain nombre d'essais périodiques sont requis au titre des RGE : essai de manoeuvrabilité des mécanismes tous les 15 jours ou tous les mois ; un essai de chute des grappes avec mesure du temps de chute avant chaque arrêt programmé (avec intervention si nécessaire) et nouvel essai de temps de chute après l'arrêt pour montrer que la tranche redémarre avec des grappes opérationnelles.

4.4 Maintenance pendant les arrêts

4.4.1 Grappes de contrôle

La stratégie d'EDF a d'abord été d'effectuer des examens des crayons (ultrasons et/ou courants de Foucault) tous les deux ou quatre cycles avec remplacement des grappes dont au moins un crayon est endommagé au-delà des critères.

Considérant que l'arrêt fortuit (ou la prolongation d'arrêt) consécutif à un aléa sur ces matériels est forcément très coûteux et que l'atteinte des critères de rebut semble inéluctable au bout d'un certain temps, EDF s'oriente maintenant vers une politique de remplacement systématique en fonction de l'âge de chaque grappe.

Quant aux tiges de commande, elles peuvent être inspectées et assez facilement remplacées.

4.4.2 Mécanismes de commande des grappes

Au-delà d'un certain nombre de pas de fonctionnement, les mécanismes sont soumis à des examens télévisuels périodiques. Si une anomalie est détectée, le mécanisme est déposé, remplacé par un rechange et envoyé dans un atelier spécialisé (la SOMANU) où il est rénové (lorsque cela est possible). En tout état de cause, la durée de vie des mécanismes est estimée entre 5 et 10 millions de pas (qui ne seront atteints que pour les mécanismes participant au réglage).

Des examens visuels et/ou télévisuels des carters contenant les tiges et les mécanismes sont effectués à chaque dépose de couvercle. En cas d'inétanchéité (présence de bore cristallisé à l'extérieur), le carter est remplacé par un autre puis soumis à expertise et éventuellement rénové. Ce sont des opérations délicates nécessitant des outillages spéciaux automatisés car l'accès à la zone de travail est difficile.

La plupart des éléments électromagnétiques des mécanismes du parc EDF sont d'origine. Quelques remplacements ont dû être effectués et quelques composants ont été prélevés pour réaliser des expertises approfondies de façon à anticiper sur l'émergence d'éventuels problèmes. Ces matériels ne sont pas forcément difficiles à remplacer, encore faut-il avoir les pièces de rechange !

5. Générateurs de vapeur (GV)

5.1 Conception et fabrication

5.1.1 Description

Les générateurs de vapeur (GV) ont beaucoup évolué mais pour rester simple, nous distinguerons quatre familles à peu près homogènes : d'une part, les GV qui équipaient les trois paliers à l'origine – GV 900, GV 1300 et GV N4 – et, d'autre part, les GV de remplacement.

Les GV sont des échangeurs de chaleur avec un faisceau tubulaire disposé verticalement à l'intérieur d'une enveloppe (figure 6). L'eau primaire circule dans les tubes et, à travers leur paroi, cède une partie de sa chaleur à l'eau secondaire qui, à l'extérieur des tubes, se vaporise.

Selon les modèles, la masse va de 320 à 430 t, le diamètre est d'environ 3,5 m en partie basse et la hauteur totale dépasse la vingtaine de mètres. Les GV sont portés par des béquilles rotulées, des dispositifs de supportage complémentaires limitant leur débattement en cas de séisme.

Le fond inférieur est en acier ferritique revêtu d'acier inoxydable et partagé en deux compartiments (les boîtes à eau) par une plaque de partition en alliage de nickel. Chaque compartiment est muni d'une tubulure (entrée ou sortie de l'eau primaire) et d'un trou d'homme. Les tubulures sont connectées aux tuyauteries principales par un embout et une soudure bimétallique comme pour la cuve. Chaque trou d'homme (diamètre entre 400 et 450 mm) est obturé par un tampon goujonné muni d'un joint.

Sur le fond, est soudée la plaque à tubes (ou plaque tubulaire), « galette » très épaisse (50 à 60 cm) en acier faiblement allié, revêtue d'alliage de nickel sur sa face inférieure et percée de deux fois plus de trous qu'il n'y a de tubes.

Au-dessus de la plaque à tubes, est soudée l'enveloppe secondaire dans laquelle se trouve le faisceau tubulaire. La partie supérieure a un diamètre plus grand pour pouvoir y loger les dispositifs de séchage de la vapeur, une pièce conique reliant les deux parties.

Sur l'enveloppe secondaire, sont fixées les tubulures d'entrée de l'eau alimentaire et de sortie de la vapeur ainsi que des petits piquages pour l'instrumentation et le circuit de purge. L'enveloppe secondaire est également munie de trous d'homme en partie supérieure, de trous de poing et de trous d'œil en partie inférieure.

Le faisceau tubulaire, haut d'une douzaine de mètres, est constitué de tubes en U renversé, chaque tube ayant une extrémité d'égouttoir dans un trou de la plaque au-dessus de la boîte à eau « chaude » et l'autre extrémité dans un trou au-dessus de la boîte à eau « froide ».

Pour un GV 900 d'origine, il y a environ 3 330 tubes de diamètre 22,2 mm, d'épaisseur 1,27 mm, disposés selon un pas carré. Pour un GV 1300, il y a 5 340 tubes de diamètre 19,05 mm et d'épaisseur 1,09 mm, toujours avec un pas carré. Les GV N4, sont proches des GV 1300 mais avec plus de tubes disposés selon un pas triangulaire.

Les tubes sont en alliage de nickel. Ont été successivement utilisés :

- l'alliage 600 non traité thermiquement (ou 600 MA pour *Mill Annealed*) ;
- l'alliage 600 traité thermiquement (600 TT) ;

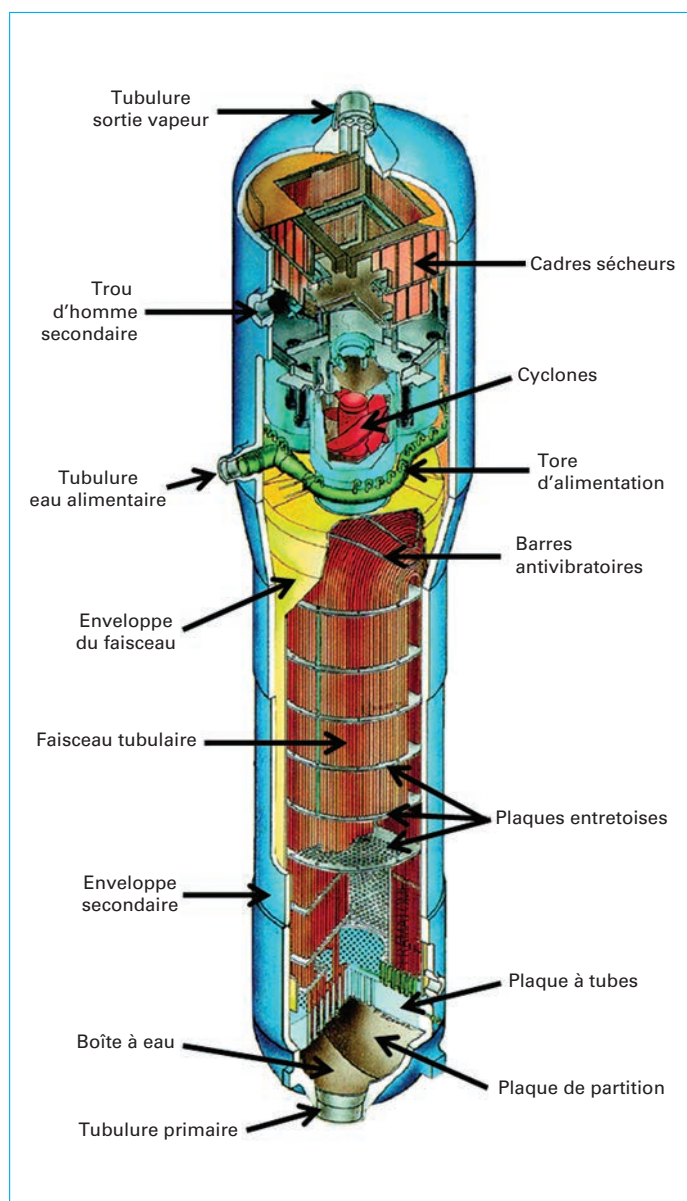


Figure 6 - Générateur de vapeur (modèle équipant à l'origine les tranches 900)

– l'alliage 690 traité thermiquement (690 TT) que l'on retrouve également sur les GV de rechange.

Le **dudgeonnage** consiste à expander et plaquer fortement chaque tube contre la paroi du trou de la plaque (procédé mécanique ou hydraulique avec une soudure d'étanchéité à l'extrémité inférieure). La zone de transition de dudgeonnage (ZTD) entre la partie dudgeonnée et la partie libre du tube est le siège de fortes contraintes résiduelles de fabrication que les fabricants ont tenté d'adoucir par différents procédés.

Au-dessus de la plaque, les tubes sont maintenus en position verticale par un dispositif de plaques entretoises solidarisiées par des tirants. Sur les premiers appareils, ces plaques étaient percées de trous circulaires pour le passage des tubes et de trous plus petits pour le fluide. Par la suite, elles ont été brochées pour former des trous tri- ou quadrifoliés permettant le passage des tubes et du fluide.

En partie haute, les tubes présentent une partie cintrée d'autant plus flexible que le rayon de cintrage est grand. Pour les empêcher de vibrer et de frotter l'un contre l'autre, des « barres antivibratoires » (BAV) sont insérées entre les nappes de tubes.

Sur les GV de remplacement, un certain nombre d'améliorations ont été apportées pour tenir compte du retour d'expérience (§ 5.2) : dudgeonnage amélioré, BAV plus efficaces, détensionnement des petits cintres, etc.

Le faisceau tubulaire est entouré d'une tôle cylindrique fixée à la paroi du GV (l'enveloppe du faisceau), qui s'arrête un peu au-dessus de la plaque à tubes. Elle guide l'eau alimentaire (qui arrive par le haut) en périphérie de l'appareil de telle façon qu'elle remonte ensuite en parcourant toute la hauteur du faisceau.

La partie supérieure du GV contient, d'une part, le tore qui distribue l'eau alimentaire sur toute la périphérie et, d'autre part, les dispositifs de séchage de la vapeur avant sa sortie (séparateurs centrifuges et cadres sécheurs avec système de drainage).

5.1.2 Problèmes d'accessibilité

Pour accéder à l'intérieur des tubes, il faut passer par les boîtes à eau et leur trou d'homme. Comme les débits de dose et la contamination sont souvent importants (tenue spéciale obligatoire), on cherche à limiter les interventions humaines avec des porteurs d'outils automatisés qui s'accrochent sous la plaque tubulaire et des bras manipulateurs qui passent par le trou d'homme.

Pour pouvoir travailler dans les boîtes à eau alors qu'il y a encore du combustible dans la cuve (et donc de l'eau dans le circuit primaire), on place temporairement des tapes d'obturation sur les tubulures d'entrée et de sortie.

Côté secondaire, il y a plusieurs trous de visite mais une fois à l'intérieur, on tombe sur l'enveloppe du faisceau qu'il faut donc contourner par le bas. Pénétrer dans le faisceau est tout aussi compliqué, l'espace intertubes (quelques mm) laissant peu de place pour le passage d'un outil. Les choses se compliquent encore si l'on veut remonter dans le faisceau tubulaire, du fait de la présence des plaques entretoises.

5.1.3 Fonctionnement des GV

■ Fonctionnement normal

En fonctionnement normal, l'eau primaire est à une pression de 155 bars ; elle entre dans le GV à environ 325 °C et en ressort à 285 °C. L'eau alimentaire entre à 220 °C et ressort sous forme de vapeur saturée, à une pression d'environ 55 bars pour un GV 900 et 70 bars pour un GV 1300. La paroi des tubes est donc soumise à une pression différentielle d'une centaine de bars. Le débit vapeur est d'environ 1 900 t/h. Côté secondaire, la maîtrise de la chimie n'est pas facile car la vaporisation favorise la concentration des éléments indésirables présents dans l'eau alimentaire.

■ Fonctionnement avec fuite primaire-secondaire

Si une dégradation traverse la paroi d'un tube, il se produit une fuite d'eau primaire vers le circuit secondaire (une fissure traversante de 5 à 10 mm de longueur conduit à une fuite comprise entre quelques dixièmes de L/h et quelques L/h). Les conséquences directes d'une telle fuite sont insignifiantes : avec les spécifications techniques d'origine, un GV était « autorisé » à fuir jusqu'à 72 L/h.

Mais pour certains exploitants (dont EDF), la surveillance des fuites primaire-secondaire constitue un élément essentiel de la maintenance des GV. Du coup, les dispositifs de détection des fuites ont été renforcés et les valeurs limites à partir desquelles l'exploitant prend des mesures ont été réduites (entre 5 et 20 L/h).

■ La rupture de tube de GV (RTGV)

Quand un tube de GV se dégrade, le principal souci n'est pas la fuite modérée que cela peut entraîner, mais le risque de voir la dégradation évoluer jusqu'à la rupture complète du tube (incident

dit « de RTGV »). Le débit de fuite primaire-secondaire peut alors atteindre plusieurs milliers de L/h. Une telle fuite est compensable mais nécessite la mise en œuvre de procédures délicates. La RTGV est donc un incident qui peut être géré et maîtrisé sans rejets nuisibles mais les exploitants font le maximum pour qu'elle n'arrive pas (il y en a eu une douzaine dans le monde mais aucune en France).

■ Taille critique et fuite avant risque de rupture

La taille critique d'un défaut est celle qu'il doit avoir pour provoquer la rupture d'un tube. Elle dépend des conditions qui prévalent dans le GV : fonctionnement normal ou situation accidentelle (rupture de tuyauterie vapeur) qui ferait monter la pression différentielle à 172 bars.

Or, les études et l'expérience montrent que, avec la plupart des mécanismes de dégradation, les défauts évolutifs affectant les tubes deviennent traversants et induisent une fuite primaire-secondaire sans conséquence mais détectable par les opérateurs, **avant** d'atteindre la taille critique provoquant la rupture du tube. On dit qu'il y a « fuite avant rupture », un constat qui explique l'utilisation de la surveillance des fuites comme élément clé de la stratégie de maintenance des GV. À noter que le caractère « fuite avant rupture » est plus avéré avec des défauts longitudinaux qu'avec des défauts circonferentiels.

■ Fonctionnement avec des tubes bouchés

Lorsqu'un tube fuit (ou risque de fuir) au-delà des spécifications ou lorsqu'il présente un risque de rupture sans fuite préalable, il est mis hors service en bouchant ses deux extrémités. Sur la plupart des GV, on peut boucher jusqu'à 10, 15 ou 20 % des tubes sans que cela ait de conséquences sur la sûreté et sur les performances. Au-delà, on remplace le GV par un neuf.

5.2 Retour d'expérience

Malgré le remplacement progressif des GV d'origine par des GV mieux conçus, il nous semble utile de connaître la façon dont les anciens problèmes ont été traités.

5.2.1 Corrosion sous contrainte des tubes côté primaire

Malgré les avertissements du corrosionniste Henri Coriou, il faudra attendre les premières fissurations de tubes de GV et le développement de sondes à courants de Foucault adaptées (sonde tournante), pour qu'il soit reconnu que l'alliage de nickel de type 600 est sensible à la corrosion sous contrainte dans les conditions du primaire. Comme les contraintes dues au fonctionnement normal sont faibles, c'est dans les zones où subsistent d'importantes contraintes résiduelles de fabrication que la fissuration va se développer, à savoir :

- **les zones de transition de dudgeonnage** avec des fissures le plus souvent longitudinales (figure 7), une orientation favorable du point de vue « fuite avant rupture » ;
- **les cintres de petit rayon** où les champs de contraintes sont complexes et l'orientation des fissures plus aléatoire. Les arrêts fortuits liés à ce problème ont été nombreux, EDF a donc décidé de boucher préventivement les tubes dont les cintres allaient, à coup sûr, être touchés tôt ou tard ;
- **les bouchons** en alliage 600 servant à obturer les tubes et fixés par expansion ; l'incident de North Anna (États-Unis) ayant montré qu'un bouchon fissuré pouvait être propulsé dans le tube par la pression primaire, tous les bouchons sensibles ont été remplacés ;

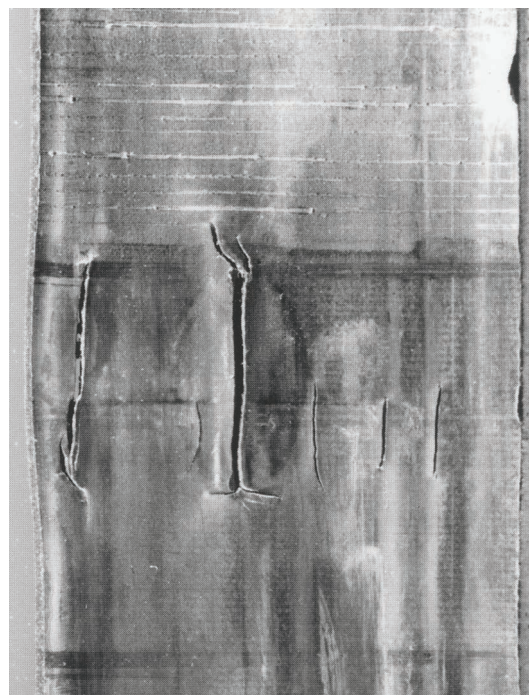


Figure 7 – Fissures de corrosion sous contrainte en paroi interne de la zone de transition de dudgeonnage d'un tube (le tube extrait a été aplati pour rendre les fissures plus visibles)

– **les différentes anomalies de fabrication** qui peuvent laisser des contraintes résiduelles élevées dans le tube ; EDF a adopté des programmes d'inspection et/ou de bouchage préventif pour les tubes ayant eu des problèmes de ce type.

La corrosion sous contrainte des tubes côté primaire a été, en France, la « maladie » la plus répandue. Cependant, la probabilité que cela arrive dépend de la composition précise de l'alliage, de son mode d'élaboration, du procédé de fabrication. Ainsi, la mise en œuvre d'un traitement thermique (alliage 600 TT) a réduit le risque de corrosion sous contrainte ou tout au moins retardé son apparition. L'alliage 690 utilisé pour les GV récents est de composition notablement différente, il est réputé insensible au phénomène.

La corrosion sous contrainte étant un phénomène thermique-ment activé, le risque peut être réduit en diminuant la température primaire, ce qui a été fait sur les tranches 1300 à partir de 1989 (sans baisse de la puissance produite).

5.2.2 Dépôts de produits de corrosion côté secondaire

Les GV sont des appareils « bouilleurs » qui, en fonctionnement, concentrent les matières en suspension ou en solution naturellement présentes dans l'eau du secondaire. Il s'agit en particulier des espèces qui résultent de la corrosion des autres équipements situés en amont (condenseur, réchauffeurs). Une partie de ces matières est éliminée par une purge continue, le reste se dépose sur la plaque tubulaire et sur les plaques entretoises, formant des dépôts durs improprement appelés « boues », ainsi que sur les tubes eux-mêmes. Globalement, on parle « d'encrassement » des GV.

Ces dépôts réduisent la capacité d'échange thermique de l'appareil, favorisent la corrosion externe des tubes, voire perturbent les écoulements.

5.2.3 Corrosion des tubes côté secondaire

Les conditions physico-chimiques moyennes qui prévalent dans le secondaire des GV peuvent être maîtrisées, mais la chose est beaucoup plus difficile dans les zones confinées (interstice entre tube et plaque tubulaire ou plaque entretoise) ou dans les dépôts au contenu mal connu. Dans de telles zones, des espèces agressives peuvent se concentrer, les échanges thermiques réduits font monter la température, des contraintes élevées se développent, toutes conditions pouvant conduire à des corrosions localisées.

Dans la majorité des cas, il s'agit de corrosion intergranulaire généralisée (*Inter-Granular Attack*) ou de corrosion intergranulaire sous contrainte (*Inter-Granular Stress Corrosion Cracking*). Ce sont principalement les faisceaux en alliage 600 MA qui sont affectés, le retour d'expérience montrant une meilleure résistance des faisceaux en 600 TT et en 690.

Les défauts sont détectables par courants de Foucault, avec un traitement approprié des signaux. Les tubes sont bouchés sur un critère qui présente une marge importante dans la mesure où cette corrosion peut présenter des extensions circonférentielles défavorables.

5.2.4 Usure des tubes par frottement

Les tubes de GV peuvent s'user par frottement contre divers objets.

Le cas le plus préoccupant a longtemps été l'usure par des corps étrangers présents accidentellement dans le GV côté secondaire : pièces rompues provenant de matériels en amont ou objets oubliés à l'occasion d'une intervention de maintenance (vis, cale, baguette de soudure...). Ces objets se retrouvent souvent sur la plaque tubulaire, coincés dans les premières rangées de tubes ; l'écoulement du fluide les fait vibrer et ils usent les tubes jusqu'à provoquer leur percement. L'évolution de la fuite qui s'ensuit est en général trop rapide pour attendre l'arrêt programmé suivant, ce qui oblige à un arrêt fortuit de deux à trois semaines. En France, dans les années 1980 et 1990, la moitié des indisponibilités fortuites dues aux GV résultait d'usure par corps migrant. Cela explique les efforts consentis pour réduire le problème : procédures drastiques pour les interventions de maintenance, contrôles pour détecter toute pièce manquante, inspection télévisuelle avant refermeture, etc. Ces mesures ont été efficaces puisqu'il n'y a plus eu d'arrêt fortuit de cette nature depuis 2002.

Les tubes peuvent aussi s'user par frottement contre des barres antivibratoires inefficaces ou mal positionnées (cinétique d'usure assez lente). Et sur certains GV 1300, des anomalies de fabrication ont permis aux tubes ayant les plus grands rayons de cintrage de vibrer et de frotter l'un contre l'autre.

5.2.5 Fissuration des tubes par fatigue vibratoire

Il est arrivé que des produits de corrosion s'accumulent dans les espaces entre tubes et plaques entretoises au point que ceux-ci se trouvent obturés (on parle de « colmatage »). Le fluide secondaire ne trouvant plus les sections de passage normales, des débits transverses se sont créés et ont excité les tubes en vibration. D'où l'amorçage et la propagation rapide de fissures de fatigue circonférentielles au niveau des plaques entretoises (la plus haute en général). Dans tous les cas, c'est la croissance rapide du débit de fuite primaire-secondaire qui a alerté les opérateurs.

Des cas de fissuration par fatigue vibratoire ont également été observés dans la partie cintrée de tubes qui n'étaient pas supportés comme ils auraient dû l'être du fait de barres antivibratoires mal disposées.

La configuration défavorable des fissures et les cinétiques élevées ont conduit EDF à adopter des stratégies très prudentes : près de 7 000 tubes jugés sensibles ont été bouchés préventivement (avec ajout d'un câble stabilisateur pour éviter qu'ils ne continuent

à vibrer, se cassent et agressent leurs voisins). Par ailleurs, EDF s'est engagé dans une campagne de nettoyages chimiques pour « décolmater » les GV concernés.

5.2.6 Composants hors faisceau tubulaire

■ Plaques entretoises

Différentes formes de dégradation ont affecté les plaques entretoises de conception ancienne (acier ferritique, trous circulaires). Il y a d'abord eu le *denting* observé aux États-Unis : la corrosion des plaques en acier ferritique produit des oxydes qui s'accumulent dans les interstices tube/plaque et finissent par écraser les tubes. En France, des solutions ont été mises en œuvre dès le démarrage des premières tranches. D'autres formes de dégradation ont été détectées sur certaines plaques entretoises (perte de matière, fragmentation) du fait de nettoyages chimiques mal maîtrisés ou de phénomène de corrosion-érosion. Les tubes mal soutenus par ces plaques dégradées et risquant de vibrer ont été bouchés.

■ Structures supérieures du GV

Le seul problème générique a été la dégradation par corrosion-érosion des tubes en J en acier ferritique installés sur les tores d'alimentation. Ils ont été remplacés par des tubes en alliage de nickel ou en Inox.

■ Trous de visite

Les orifices d'accès connaissent les avaries habituelles de ce genre de montage : corrosion des portées de joints, grippage de la boulonnerie, fuites (souvent dues à l'utilisation de joints inadaptés ou à des défauts de montage).

■ Fond primaire et plaque à tubes

Trois problèmes susceptibles d'être rencontrés sur le fond primaire des GV touchent également les autres composants du CPP : ils sont traités au paragraphe 8.5.

5.2.7 Évolution de l'état général des GV français

Dans les premières années d'exploitation, l'arrivée de tous ces modes de dégradation a provoqué de nombreux arrêts fortuits. Des travaux considérables ont été engagés pour investiguer chaque cas, comprendre les causes et capitaliser les informations. En particulier, EDF a extrait près de 400 tubes pour les expertiser, ce qui a permis de constituer une base de connaissances sans équivalent dans le monde et de développer des stratégies de maintenance qui limitent les interventions sans avoir eu de rupture de tube pour autant.

Le retour d'expérience a été partagé avec le constructeur Areva qui a pu améliorer les appareils qui devaient être installés sur les nouvelles tranches (passage de l'alliage 600 MA au 600 TT puis au 690). La compréhension des phénomènes, la maîtrise du conditionnement chimique et l'optimisation des stratégies de maintenance ont permis de réduire considérablement les indisponibilités fortuites dues aux GV. Le bouchage préventif des tubes qui allaient certainement fuir s'est avéré de plus en plus pertinent. C'est ainsi qu'entre 1993 et 2010, on compte moins de 10 arrêts pour fuite primaire-secondaire sur les 198 GV du parc EDF.

Le nombre de tubes bouchés chaque année s'est aussi nettement réduit (figure 8). Cela tient à l'amélioration des appareils ainsi qu'aux mesures de prévention et de mitigation mises en œuvre.

Au moment du remplacement des derniers GV avec tubes en alliage 600 MA, le taux moyen de tubes obturés sur ce type d'appareil était de 7,9 % (4,1 % pour les faisceaux en 600 TT) dont une grande partie à titre préventif. Aujourd'hui, tous les faisceaux en 600 MA ont été remplacés par des GV dont les faisceaux sont en alliage 690, un matériau qui présente une excellente résistance à la corrosion.

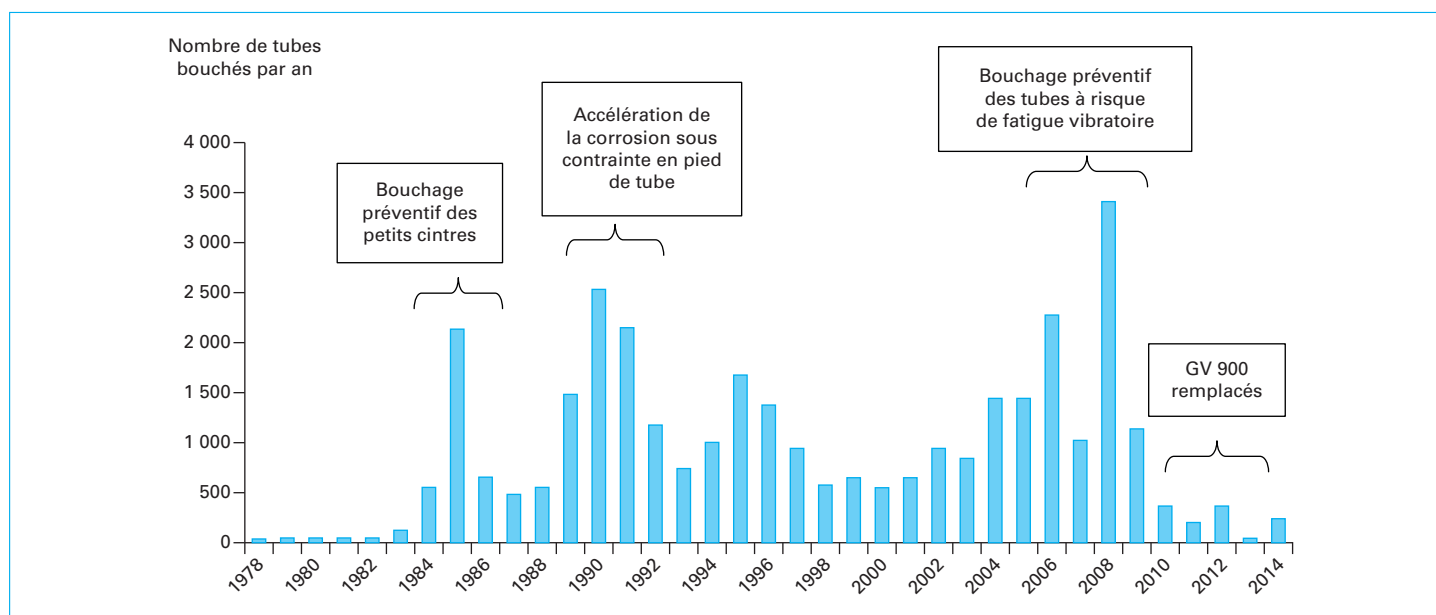


Figure 8 – Nombre de tubes bouchés par an sur le parc EDF (198 GV)

5.3 Surveillance en fonctionnement

5.3.1 Surveillance de la chimie

Les caractéristiques des fluides qui circulent dans le GV, en particulier côté secondaire, font l'objet d'un suivi continu : caractéristiques physico-chimiques de l'eau alimentaire, concentration en additifs de conditionnement, présence d'espèces indésirables, etc. Les spécifications doivent être scrupuleusement respectées, les exploitants qui ont laissé se dégrader la chimie secondaire l'ont payé cher. Les circuits de purge des GV avec leurs filtres doivent eux-mêmes faire l'objet d'une maintenance attentive.

5.3.2 Surveillance des fuites primaire-secondaire

La plupart des dégradations provoquent une fuite détectable et sans conséquence bien avant de mener à la rupture du tube. La surveillance des fuites primaire-secondaire représente donc une parade contre les accidents au moins aussi efficace que l'inspection des tubes pendant les arrêts, avec l'avantage d'être permanente et exhaustive.

La technique consiste à mesurer la teneur en azote 16 de la vapeur. L'azote 16 est un isotope radioactif qui se forme dans l'eau primaire lorsqu'elle passe dans le cœur, sa présence dans la vapeur est le signe que de l'eau primaire est passée dans le secondaire. Connaissant la cinétique de décroissance de cet isotope, on peut évaluer la fuite avec une sensibilité de quelques dixièmes de L/h.

5.3.3 Surveillance des performances

L'accumulation de dépôts côté secondaire finit par avoir une influence sur les capacités d'échange de l'appareil et sur la pression de la vapeur qui en sort. Le suivi de celle-ci renseigne donc sur l'éventuel encrassement du GV. Par ailleurs, des essais périodiques mensuels sont réalisés pour caractériser les performances de chaque appareil.

5.3.4 Surveillance acoustique

Sur la partie basse du GV, sont installés des capteurs du système de surveillance acoustique qui permettent « d'entendre » un corps migrant qui serait piégé dans une boîte à eau dont il pourrait endommager le revêtement (§ 8.1.2).

5.4 Inspection et entretien courant à l'arrêt

5.4.1 Principes généraux

EDF a regroupé les GV par familles, a construit des programmes standards à appliquer aux GV « sans histoire » et les a complétés par des règles à décliner au cas par cas (extension de contrôles, méthodes d'inspection particulière, extraction pour expertise, critères de bouchage) et par des programmes complémentaires adaptés à chaque maladie déclarée ou suspectée.

5.4.2 Programme standard pour des GV « sans histoire »

■ Visites partielles (VP)

Pour des GV « sans histoire » (neuf, par exemple), le programme d'inspection des faisceaux tubulaires consiste à examiner, à chaque arrêt pour rechargement, un tube sur huit sur un ou deux GV au moyen de la sonde axiale à courants de Foucault, outil « généraliste » qui permet, le cas échéant, de se rendre compte que « quelque chose se passe ». Sur les tranches qui pratiquent l'alternance ASR/VP (cf. [BN 3 295]), il n'y a d'inspection des tubes qu'à un arrêt sur deux, cette fréquence réduite étant compensée par un taux d'échantillonnage plus élevé.

Si des petits défauts dont la nature est connue sont détectés, on élargit l'échantillon inspecté à l'arrêt suivant (si les défauts dépassent les critères, les tubes sont évidemment bouchés).

En cas de découverte d'un nouveau type de défaut, il est procédé à un certain nombre de vérifications et à une extension des examens, immédiate ou différée. Il s'agit d'identifier la nature de l'anomalie et son origine pour juger de la sûreté de l'appareil et

réfléchir aux conséquences que cette découverte pourrait avoir sur les autres GV. En cas de doute, on peut extraire la portion concernée du tube pour l'expertiser.

Un examen télévisuel de la partie secondaire du GV et/ou un nettoyage de la plaque à tubes par lançage (jet hydraulique haute pression) peuvent être décidés en fonction de l'historique de l'appareil. Si cela apparaît utile (par exemple pour localiser un tube inétanche), il est possible de réaliser un test d'étanchéité à l'eau ou à l'hélium.

Après chaque ouverture d'un orifice de visite, le joint est remplacé, la visserie et les portées de joint font l'objet d'un examen.

■ Visites complètes décennales (VD)

Tous les dix ans, un bilan complet de l'état de santé des GV est réalisé en inspectant 100 % des tubes avec une sonde axiale à courants de Foucault (et pour certains GV avec une sonde tournante). Par ailleurs, on réalise un test d'étanchéité à l'hélium permettant d'identifier des tubes qui présenteraient des fuites très faibles non détectables par la surveillance en fonctionnement mais qui pourraient évoluer et provoquer plus tard un arrêt fortuit.

À ces inspections du faisceau tubulaire, s'ajoutent des dispositions concernant le reste du GV :

- côté primaire : examens non destructifs des différentes soudures (ressuage, radiographie ou ultrasons), inspection télévisuelle des boîtes à eau (revêtement), examens par ultrasons des goujons des trous d'homme, épreuve hydraulique avec le reste du CPP ;

- côté secondaire : nettoyage par lançage de la plaque à tubes, inspection télévisuelle de l'intérieur et des structures supérieures, examen des soudures par ressuage ou ultrasons, éventuellement nettoyage chimique, épreuve hydraulique réglementaire.

En fonction de l'état des GV, certains examens sont refaits avec une périodicité raccourcie. *A contrario*, pour certaines zones, un simple sondage peut s'avérer suffisant.

5.4.3 Programmes spécifiques aux différents types de dégradation

En cas de découverte ou de suspicion d'un certain type de dégradation, le programme standard est complété par un programme spécifique : extension uniforme de l'échantillon contrôlé, inspection concentrée dans une zone jugée plus suspecte, augmentation de la fréquence des inspections, passage à une technique d'examen plus adaptée (figure 9).



Figure 9 – Différentes sondes à courants de Foucault utilisées pour l'inspection des tubes de GV par l'intérieur, en fonction du type de dégradation recherché

Trois exemples :

- en cas de corrosion sous contrainte côté primaire, on inspecte les pieds de tube avec une sonde tournante longue en commençant par un sondage de la zone centrale du faisceau, côté chaud, où le phénomène se développe préférentiellement, puis on élargit l'échantillon au fur et à mesure que la « maladie » s'étend ;

- en cas de corrosion côté secondaire, on augmente progressivement le pourcentage de tubes inspectés : un tube sur huit, puis un sur quatre, puis un sur deux sur chaque GV à chaque arrêt pour rechargement (ce qui rend impossible l'alternance ASR/VP sur les GV concernés) ;

- si un corps migrant reste coincé dans le faisceau tubulaire, les tubes au contact sont bouchés préventivement, les voisins sont inspectés plus fréquemment.

Il existe de nombreuses règles d'extension des contrôles, couvrant à peu près tous les cas prévisibles, en fonction des endommagements rencontrés et de la stratégie de maintenance retenue.

Si la forme de dégradation rencontrée laisse planer trop de doutes, la portion de tube affectée est extraite pour expertise destructive en laboratoire.

5.4.4 Nettoyage du secondaire

L'accumulation de produits de corrosion peut avoir des conséquences très gênantes. Des nettoyages chimiques assez intenses sont donc réalisés sur les tranches présentant un niveau significatif d'encrassement. Récemment, EDF a décidé de passer à une stratégie de nettoyage plus « préventive » avec un procédé plus doux mis en œuvre plus souvent. Mais attention, un nettoyage chimique reste une opération complexe qui nécessite l'installation d'une véritable petite usine et qui produit des effluents en grande quantité.

5.5 Réparations

5.5.1 Bouchage des tubes

Lorsqu'un tube est endommagé au-delà d'une certaine limite, il est mis hors service. Pour ce faire, on fixe un bouchon à l'entrée et à la sortie du tube, au ras de la face inférieure de la plaque à tubes. Il existe plusieurs modèles de bouchons mais tous ont plus ou moins la forme d'un doigt de gant qui est introduit dans le tube puis dudgeonné ou soudé. Le matériau utilisé a d'abord été l'alliage de nickel 600 puis le 690.

Les critères de bouchage dépendent de la nature de la dégradation affectant le tube (dimension critique, cinétique et incertitudes associées) mais également de la stratégie d'inspection.

Avec certains mécanismes d'endommagement, un tube bouché peut continuer à se dégrader au point de casser et d'agresser ses voisins. On peut alors utiliser un bouchon percé d'un petit trou (bouchon « sentinelle ») qui laisse passer une minuscule fuite permanente, détectable et sans conséquence, mais dont l'augmentation rapide serait le signe que « quelque chose » se passe derrière, sur le tube hors service.

5.5.2 Réparation locale des tubes

Pour réparer un tube dégradé localement tout en le maintenant en service, la principale technique disponible est celle du manchonnage. Elle consiste à placer une manchette à l'intérieur du tube et à la fixer en dessous et au-dessus de la zone endommagée, par soudage, brasage ou expansion mécanique. Des méthodes de nickelage ont également été développées.

Le manchonnage a été largement utilisé à l'étranger, avec des dizaines de milliers de tubes réparés aux États-Unis, en Europe et en Asie. En France, le choix d'EDF s'est très vite porté sur une politique volontariste de remplacement des appareils anciens, rendant

sans objet l'utilisation du manchonnage. Un choix judicieux si l'on considère qu'*in fine* les GV massivement manchonnés ont quand même dû être remplacés.

5.6 Mitigation, rénovation, remplacement

Les exploitants et les constructeurs ont développé des techniques à appliquer aux GV en exploitation pour réduire, voire éliminer le risque de développement de certaines dégradations. Citons deux procédés mis en œuvre *in situ* pour empêcher (ou ralentir) l'amorçage de la corrosion sous contrainte : la mise en compression de la peau interne des zones de transition de ductage par microbillage et le détensionnement thermique des petits cintres.

La solution ultime est le remplacement des GV trop endommagés (RGV). Il s'agit d'une opération de grande ampleur dont la mise en œuvre est délicate du fait de la taille des appareils, de l'espace disponible pour les manutentionner et de la précision qu'il faut donner au positionnement des GV neufs pour les raccorder aux tuyauteries primaires (figure 10). La durée d'un chantier de RGV est d'au moins 40 jours et peut atteindre une centaine de jours dans les cas les plus complexes.

De nombreux travaux préparatoires sont nécessaires, des techniques de topométrie laser très sophistiquées sont utilisées pour préparer la manutention et garantir un accostage aussi parfait que possible. Sur certaines tranches, les GV neufs doivent entrer en deux parties, l'assemblage final étant fait sur place.

La première intervention a eu lieu à Dampierre en 1990. Les autres remplacements se sont ensuite succédé au rythme moyen d'une tranche par an. Aujourd'hui, tous les GV en alliage 600 MA ont été remplacés et EDF commence le remplacement des GV en alliage 600 TT. Ces opérations qui anticipent sur la fin de vie technique des appareils font partie du programme d'investissements engagé pour permettre une exploitation des tranches au-delà de 40 ans (« grand carénage » – cf. [BN 3 307]).

EDF a fait le choix de l'alliage 690 pour les GV de rechange qui sont fournis majoritairement par Areva mais aussi par Mitsubishi (associé à Onet Technologies).

Le délai de fabrication est normalement de trois à cinq ans, il est donc essentiel d'avoir une prévision aussi juste que possible de la fin de vie technique des GV en exploitation. D'où l'intérêt de procéder à des investigations approfondies pour bâtir des modèles prédictifs fiables.

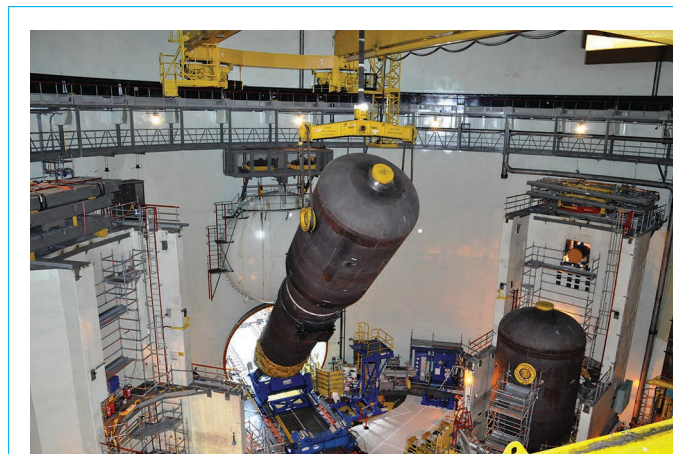


Figure 10 – Remplacement de GV : introduction du GV neuf par le tampon matériel

6. Groupes motopompes primaires (GMPP)

6.1 Conception et fabrication

Un groupe motopompe primaire (GMPP ou, en abrégé, « pompe primaire ») est installé sur la branche froide de chaque boucle, entre la sortie du GV et l'entrée de la cuve. Son rôle principal est d'assurer la circulation de l'eau avec le débit requis pour le refroidissement correct du cœur.

Il y a donc trois pompes primaires sur les tranches 900 (modèle 93D, débit nominal 21 500 m³/h) et quatre sur les tranches 1300 (modèle 100D, débit 23 000 m³/h) et 1450 (modèle N24, débit 24 850 m³/h). Il s'agit de pompes de circulation fabriquées par Jeumont-Schneider, munies de roues hélico-centrifuges à un étage, à axe vertical et dotées d'un dispositif d'étanchéité dynamique (le « joint d'arbre ») à fuite contrôlée, constitué de trois joints montés en cascade. La vitesse de rotation est de 1 485 tr/min, la puissance absorbée à chaud par le moteur se situe entre 5 et 7 MW selon les modèles, la hauteur totale de chaque machine dépasse 8 m et la masse totale avoisine les 100 t (figure 11).

Un GMPP est composé des principaux éléments suivants (en allant de bas en haut) :

– **la volute** en acier austénoferritique moulé, avec les tubulures d'aspiration et de refoulement ; un guide d'eau joue le rôle de conduite d'écoulement entre l'aspiration et l'ouïe de la roue ;

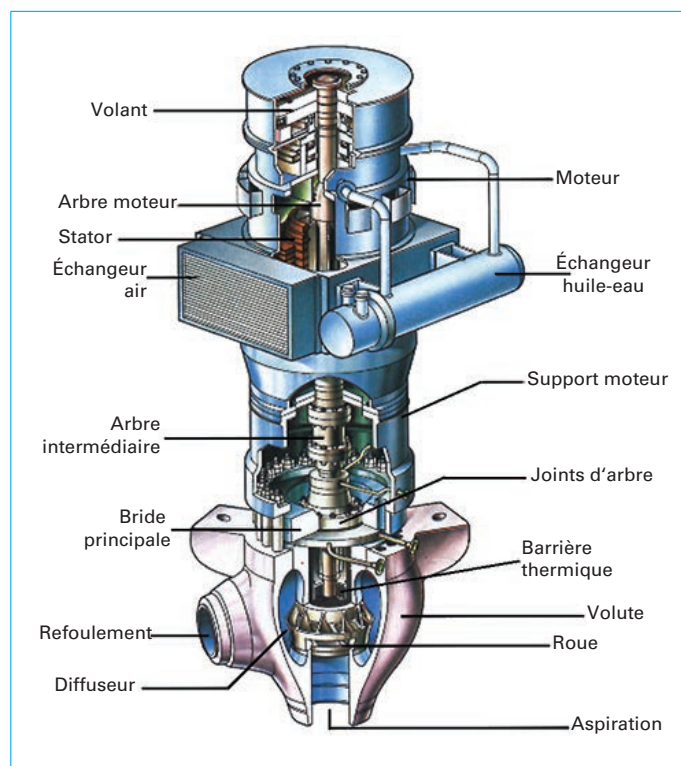


Figure 11 – Vue éclatée simplifiée d'une pompe primaire modèle 100D

– **l'ensemble hydraulique** constitué de la roue, du diffuseur (pièce moulée comportant 12 aubes ; sur les pompes 93D, il est soudé à la volute) et de la barrière thermique. La roue, en acier moulé, est fixée à l'extrémité inférieure de l'arbre qui est forgé en acier austénitique. La barrière thermique est un échangeur à serpentin qui entoure l'arbre et qui est alimenté par un circuit de refroidissement auxiliaire de façon à empêcher le flux de chaleur de remonter du fluide primaire vers les parties supérieures de la pompe ;

– **le palier de pompe**, du type hydrodynamique à rotule pour les pompes 93D et 100D, de type hydrostatique situé en ceinture de roue pour les pompes N24 ;

– **une bride principale** (pompes 100D et N24) ;

– **l'étanchéité dynamique constituée de trois joints** disposés en série le long de l'arbre : le joint n° 1 de type hydrostatique à film d'eau et débit de fuite contrôlé et les joints n° 2 et 3 de type hydrodynamique à surfaces frottantes. Entre le palier et le joint n° 1, est réalisée une injection d'eau froide provenant du circuit RCV, injection qui empêche les remontées d'eau chaude (les 2/3 du débit injecté descendent et rejoignent le circuit primaire, le reste remonte pour lubrifier le palier et les joints d'arbre). Le joint n° 1 assure la majeure partie de la chute de pression, de 155 bars à environ 2 bars, avec une fuite contrôlée d'environ 600 L/h évacuée vers le circuit RCV. Le logement du joint n° 1 est vissé sur la partie supérieure de la bride de barrière thermique. Sur les tranches 1300 et 1450, les joints n° 2 et 3 sont placés dans une cartouche, ils se montent ou se démontent donc en un seul ensemble ;

– **le support moteur** et l'accouplement pompe-moteur ;

– **le moteur électrique** de type asynchrone à cage d'écureuil alimenté sous 6,6 kV, refroidi par circulation d'air, avec ses paliers inférieur et supérieur à patins et une butée double ;

– **le volant d'inertie** muni d'un dispositif d'antidévirement ;

– sur toute la hauteur, **l'arbre** qui est en trois parties ;

– **les équipements auxiliaires** : systèmes de lubrification et de refroidissement, instrumentation, etc.

Les différentes pièces fixes de la partie inférieure sont munies de brides assemblées par serrage avec une bride principale, à l'aide de goujons vissés dans la volute, l'étanchéité entre brides étant assurée par des joints spiralés. Le détail de cet assemblage diffère d'un modèle à l'autre.

Le réfrigérant primaire est aspiré axialement à la base de la volute. Il est refoulé par la roue dans le diffuseur puis dans la tubulure de sortie. L'ensemble hydraulique constitué de la roue, des parties inférieures de l'arbre, du diffuseur, de la barrière thermique, ainsi que le palier de pompe et les joints d'arbre peuvent être sortis de la volute et remplacés, sans qu'il soit nécessaire d'intervenir sur les tuyauteries primaires.

Le GMPP est supporté par trois pieds fixés sur la volute et munis de rotules permettant les déplacements horizontaux imposés par la dilatation thermique des tuyauteries. Le supportage comprend également trois dispositifs autobloquants (DAB).

6.2 Retour d'expérience

L'indisponibilité associée aux pompes primaires est modérée : une dizaine de jours de production perdue par an en moyenne pour l'ensemble du Parc. Un point singulier : l'année 2012 avec 275 jours de prolongations d'arrêt du fait d'alarmes pendant les interventions sur les guides d'eau des tranches N4.

Parmi les causes matérielles, le joint n° 1 arrive souvent en tête. Mais les non-qualités intervenues au cours d'opérations d'exploitation ou de maintenance pèsent toujours dans ces indisponibilités, ce qui n'est pas étonnant si l'on considère la complexité de ces matériels.

6.2.1 Problèmes liés à l'exploitation

Le comportement des GMPP est très dépendant des circuits auxiliaires qui y sont connectés (RCV et RRI). Or, ces circuits sont complexes, une fausse manœuvre sur un organe, même éloigné des pompes primaires, peut avoir des effets destructeurs sur elles, en particulier au niveau des joints qui sont très sensibles à la moindre anomalie de fonctionnement. De ce fait, la majorité des incidents surviennent en phase de démarrage ou d'arrêt, quand la conduite de ces circuits exige de nombreuses manœuvres.

6.2.2 Fatigue thermique

■ Sur les arbres

Des fissures de fatigue thermique ont été détectées sur certains arbres au droit de la barrière thermique. La fatigue résulte des fluctuations de température engendrées par la rencontre de l'eau d'injection (50 °C) et de l'eau du circuit primaire (290 °C), dans une zone confinée où la thermohydraulique est très hétérogène. Comme souvent en fatigue thermique, les défauts restent superficiels pour autant que la fatigue par flexion alternée de l'arbre ne prenne pas le relais. Le cas échéant, les GMPP atteindraient des niveaux vibratoires très importants qui conduiraient l'opérateur à arrêter la pompe.

Face à ce risque, même faible, des mesures ont été prises : surveillance renforcée des vibrations, point zéro par ultrasons de tous les arbres puis suivi sur un échantillon représentatif, rénovation des arbres lorsqu'ils partent en révision, modification des hydrauliques pour limiter le phénomène.

■ Sur la barrière thermique

La zone de la barrière thermique est également le siège de phénomènes thermohydrauliques complexes. D'où de fortes hétérogénéités de température et de la fatigue thermique observée sur l'enveloppe des barrières des pompes 900. Une fois le problème bien compris, toutes les pompes concernées ont vu leur barrière thermique remplacée par un modèle amélioré.

6.2.3 Dégradation des joints d'arbre et dérive des fuites

La série des trois joints n° 1, 2 et 3 reste un souci permanent pour l'exploitant, ce qui n'est pas étonnant eu égard à la complexité de ces assemblages de pièces fixes et de pièces en mouvement et à la précision attendue de leur comportement. Des modifications de design et de matériaux ont été régulièrement apportées. Il n'existe cependant pas de solution « miracle » et un programme de surveillance rigoureux s'impose quelle que soit la technologie adoptée.

Par ailleurs, une dérive des débits de fuite au joint n° 1 a été observée sur certaines tranches. L'événement n'a pas de conséquences pour la sûreté mais peut contraindre l'exploitant à arrêter la tranche. La cause de ces dysfonctionnements n'est pas complètement éclaircie, différentes solutions sont testées.

Enfin, toute particule dure apportée par les circuits auxiliaires ne peut qu'endommager les joints, la propreté de ces circuits est donc une priorité absolue.

6.2.4 Autres problèmes

– **Érosion par cavitation de la roue** : des faciès d'érosion par cavitation ont été observés à divers degrés sur les roues de pompes 93D. La dégradation est liée au fonctionnement dans des configurations particulières et difficilement évitables. Une surveillance spécifique est donc mise en œuvre, les roues trop dégradées pouvant être remplacées.

– **Défaillance du palier de pompe** : des défaillances de palier ont pour origine la rupture, l'usure ou le desserrage de différentes

pièces. Dans quelques cas, elles ont entraîné la défaillance des joints. Une série de modifications a fait baisser notablement la fréquence de ce type d'incidents. Cela dit, la fixation du palier reste sensible aux remontées d'eau chaude, ce qui implique des précautions particulières de conduite.

– **Crises vibratoires et défiletage de roue** : des comportements vibratoires anormaux se sont manifestés sur certaines pompes 1300. L'origine du phénomène pourrait être la relaxation du serrage de la roue sur l'arbre résultant de la plastification des pièces, ce qui a conduit à une stratégie anticipatrice : modification des hydrauliques des tranches concernées, renforcement de la surveillance vibratoire, augmentation du stock de pièces de rechange.

– **Desserrage des vis de guide d'eau** : en diverses circonstances, des vis de fixation du guide d'eau ont été trouvées desserrées. Ces vis font l'objet d'examens réguliers et de vérifications de leur serrage.

– **Inétanchéité aux joints de volute** : après quelques cas de fuite « classiques » sur les assemblages à brides boulonnées, des mesures ont été prises : joints plus efficaces (spirales graphite) avec contrôles de fabrication renforcés, procédure de serrage améliorée, etc. Mais la vigilance s'impose, comme d'ailleurs pour toutes les fermetures à brides.

– **Moteurs** : aucun signe de vieillissement n'a encore été perçu ou mesuré sur les stators des moteurs du Parc EDF. Mais à l'étranger, plusieurs défaillances se sont produites et il ne semble pas crédible de garder jusqu'au bout les moteurs d'origine si les tranches sont exploitées 60 ans. D'où la campagne de rénovation/remplacement qui est prévue.

6.2.5 Non-qualités en maintenance

La maintenance des pompes primaires est une activité délicate. Démontages et remontages exigent une précision et une rigueur considérables pour des pièces de grandes dimensions dans un environnement souvent difficile. Manutentionner et positionner au millimètre près une hydraulique de pompe d'une vingtaine de tonnes n'est pas une mince affaire ! D'où le choix d'une maintenance minimisant les démontages et la réalisation des rénovations en atelier spécialisé.

6.3 Surveillance en fonctionnement

La surveillance des pompes primaires commence par le suivi des paramètres de fonctionnement effectué par les équipes de conduite : températures, pressions, débits, vibrations. Ces données, complétées par celles provenant d'une instrumentation spécifique, alimentent un système expert qui détecte les comportements anormaux et fournit un diagnostic. Ce dispositif de surveillance automatisée des machines tournantes (SAMT) est intégré au PSAD (poste de surveillance et d'aide au diagnostic) de la tranche (déploiement en cours).

6.4 Maintenance pendant l'arrêt

Les premiers programmes de maintenance préventive incluaient des interventions intrusives systématiques qui se sont avérées inutiles, voire déstabilisantes. Il a donc été décidé de passer à une forme de maintenance conditionnelle : des bilans de santé sont faits périodiquement en utilisant les résultats de la surveillance en fonctionnement et, sur cette base, les actions et les visites de différents types sont programmées au mieux des besoins de chaque pompe.

■ Différents types de visite

La maintenance des GMPP s'articule autour de cinq types de visites ayant chacune leur programme « standard » : visites de type 1 (contrôle sans démontage), visites de type 2A (type

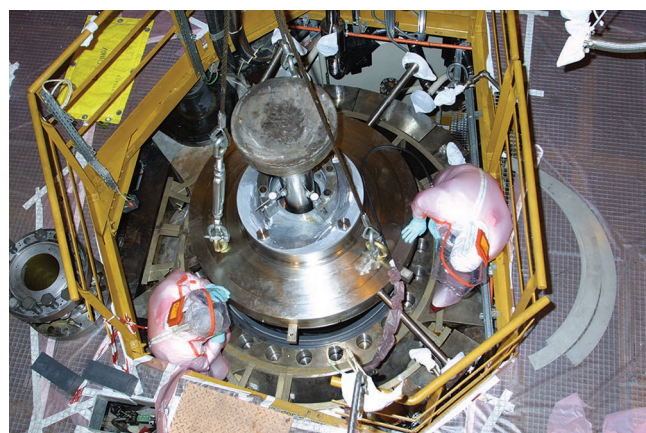


Figure 12 – Dépose d'une hydraulique de pompe à Chooz
(© Areva – Ave Multimedia)

1 + contrôle des joints d'arbre), visites de type 2B (type 2A + contrôle palier et examen ultrasonore de l'arbre), visites de type 2C (type 2A + échange standard du joint n° 1), visites de type 3 mettant en œuvre des moyens logistiques lourds (échange standard de l'hydraulique, expertises poussées, rénovation).

À ces programmes standards (à mettre en œuvre sur une pompe « sans histoire »), il faut éventuellement ajouter les actions rendues nécessaires par tel ou tel problème spécifique déjà survenu ou susceptible de survenir : fissuration des arbres, fissuration des barrières thermiques, érosion par cavitation des roues. Cela se traduit généralement par des inspections renforcées et, quand des modifications sont censées avoir éradiqué le problème, un suivi par sondage est quand même maintenu.

Les visites et examens des différents composants ont lieu soit sur site, soit en atelier spécialisé (SOMANU-Areva à Maubeuge ou Westinghouse à Nivelles) après échange standard avec un composant préalablement rénové (figure 12).

■ Périodicité

Les visites de type 1 sont celles qui sont effectuées à chaque arrêt. Pour les visites de type 2A, 2B ou 2C, la périodicité est fonction du bilan de santé (avec quand même des échéances « au plus tard »). Les visites de type 3 sont généralement réalisées à l'occasion des modifications importantes (avec une planification prenant en compte les contraintes industrielles).

■ Visite réglementaire et épreuve hydraulique

Certains composants des pompes primaires font partie du circuit primaire principal et, à ce titre, font l'objet d'une visite complète avec épreuve hydraulique tous les 10 ans en même temps que l'ensemble du circuit.

■ Situation à l'étranger

Les pompes primaires installées en France sont en grande partie issues d'une licence Westinghouse qui a fourni, dans le monde entier, près de 500 pompes conçues selon les mêmes principes technologiques. Globalement, les problèmes rencontrés sont de même nature : endommagement des joints d'arbre, dégradation des paliers de pompe, fuites aux brides, etc. sans oublier quelques incidents électriques sur les moteurs les plus anciens.

Tous les exploitants surveillent attentivement les vibrations. Beaucoup ont recours à une maintenance systématique avec démontage et remontage, quelques-uns ont une approche « maintenance conditionnelle » (sur les moteurs en particulier).

7. Pressuriseur

7.1 Conception et fabrication

7.1.1 Description générale

Le pressuriseur est un réservoir cylindrique disposé verticalement, d'environ 13 m de haut, de diamètre compris entre 2,5 et 3 m, de volume 40 m³ pour les tranches 900 ou 60 m³ pour les tranches 1300. Il est connecté au CPP mais maintenu à une température plus élevée. Il est formé de plusieurs viroles en acier ferritique moyennement allié et de deux fonds hémisphériques soudés, l'ensemble étant revêtu intérieurement d'acier austénitique.

Le fond inférieur est doté d'une tubulure dite « d'expansion » (diamètre 14 ou 16 pouces) à laquelle est connectée une tuyauterie (« ligne d'expansion »), elle-même reliée à l'une des branches chaudes du circuit primaire. La tubulure d'expansion est protégée des chocs thermiques par une manchette soudée car il y a de nombreux va-et-vient d'eau à des températures différentes. Dans sa partie basse, le pressuriseur est équipé de cannes chauffantes électriques qui traversent le fond par des trous équipés de manchettes pour pouvoir être alimentées en courant.

Le fond supérieur est équipé de cinq tubulures : une dite « d'aspersion » reliée à une des branches froides du circuit primaire et trois auxquelles sont connectées les soupapes de sûreté qui protègent l'ensemble du circuit primaire principal contre les surpressions (tarage à environ 172 bars) ; la 5^e tubulure dite « de décharge » est bouchée depuis que l'installation de soupapes pilotées l'a rendue inutile. Le fond supérieur est également équipé d'un trou de visite obturé par un tampon goujonné.

Comme sur la cuve et les GV, chaque tubulure (en acier ferritique) est prolongée par un embout en acier austénitique soudé en usine (liaison bimétallique), l'embout étant lui-même soudé aux tuyauteries sur site.

Le pressuriseur est soutenu en position verticale par une jupe métallique cylindrique soudée au fond inférieur.

7.1.2 Fonctionnement

En régime nominal, la température dans le pressuriseur est de 345 °C qui est la température de saturation de l'eau pour une pression de 155 bars. Le fluide primaire est donc à l'état diphasique : liquide en partie basse et vapeur au-dessus. En maintenant constante la température dans le pressuriseur, on maintient donc constante la pression du fluide primaire dans tout le circuit. Si cette pression monte, de l'eau plus froide est injectée par la tubulure d'aspersion, ce qui condense de la vapeur et la fait redescendre. Inversement, si la pression diminue, la mise en service des cannes chauffantes vaporise de l'eau, ce qui la fait remonter.

Si la pression monte trop fort ou trop vite, le système de régulation (ou l'opérateur) ouvre l'une des soupapes pilotées. Et si la pression atteint la valeur de tarage, les soupapes s'ouvrent toutes seules protégeant ainsi l'ensemble du CPP contre les surpressions.

7.2 Retour d'expérience

Le pressuriseur est un composant assez simple qui ne fait généralement pas beaucoup parler de lui.

Les principaux soucis viennent des cannes chauffantes : rupture de la continuité électrique de l'élément chauffant, court-circuit conduisant ou non à une dégradation de l'enveloppe externe de la canne, corrosion sous contrainte de cette enveloppe pouvant conduire à une fuite limitée.

Même s'il s'agit d'un problème de jeunesse, « l'affaire » des piquages d'instrumentation des pressuriseurs 1300 mérite d'être

rappelée. Sur les tranches 900, ces piquages sont en acier austénitique et n'ont jamais posé de problème. Sur les tranches 1300, les piquages ont été réalisés en alliage de nickel sous prétexte que, dans les études, ce matériau respectait mieux les critères associés au risque de fatigue... et cela à un moment où la sensibilité de ce matériau à la corrosion sous contrainte commençait à être connue ! Choix malheureux dont l'exploitant a rapidement payé les frais : en moins d'un an, les piquages du 1300 étaient fissurés et devaient être remplacés.

7.3 Maintenance des pressuriseurs

7.3.1 Surveillance en fonctionnement

La surveillance en fonctionnement du pressuriseur inclut le suivi des données du process par les équipes de conduite et les actions de surveillance globale du CPP (§ 8.1). Une vérification des régulateurs commandant les cannes chauffantes est réalisée périodiquement.

7.3.2 Maintenance préventive à l'arrêt

La maintenance préventive d'un pressuriseur consiste essentiellement en un programme d'inspection faisant appel aux techniques d'examen non destructifs habituelles. Les zones à inspecter sont classées en fonction de la présence éventuelle de défauts de fabrication et des risques d'endommagement par corrosion ou sous l'effet des sollicitations thermomécaniques.

Les zones sensibles à un ou plusieurs modes d'endommagement font l'objet d'examen systématiques lors des visites décennales, voire plus souvent. C'est le cas de certaines soudures constitutives de l'enveloppe sous pression, des soudures bimétalliques, des piquages d'instrumentation, des soudures des cannes chauffantes, des goujons de trou d'homme. La soudure des manchettes thermiques fait l'objet d'un examen spécifique quand son design présente un « effet d'entaille ».

Au titre de la défense en profondeur, les autres zones sont soumises à des inspections par sondage.

Le programme d'inspection décennal est complété par le renouvellement de l'épreuve hydraulique réglementaire, en même temps que l'ensemble du CPP.

Les connecteurs et les câbles d'alimentation des cannes chauffantes font l'objet d'examen visuels, soit systématiques (tous les deux arrêts) soit conditionnels, en fonction du comportement électrique tranche en marche. Des mesures d'isolement et de continuité électrique sont également prévues tous les deux arrêts.

7.3.3 Réparations, remplacement

Nous avons évoqué plus haut la fréquence des défaillances des cannes chauffantes nécessitant leur remplacement. Ce type d'intervention est prévu dès l'origine mais l'opération n'en est pas moins délicate, ne serait-ce qu'à cause des débits de dose élevés qui peuvent régner dans la zone. En effet, le fonctionnement du pressuriseur en fait un endroit de prédilection pour le dépôt des produits de corrosion qui ont été activés lors de leur passage dans le cœur et qui restent piégés dans les interstices, en particulier entre manchette thermique et tubulure d'expansion. Du coup, toute intervention du personnel en dessous du pressuriseur devient difficile (figure 13). La zone peut être partiellement décontaminée par lançage haute pression.

Le trou d'homme peut aussi être l'objet de réparations : remise en état du plan de joint, réparation des taraudages après grippage.

Rien ne conduit à envisager une rénovation profonde ou un remplacement de pressuriseur sur le Parc français. Cela dit, l'opération est certainement possible.

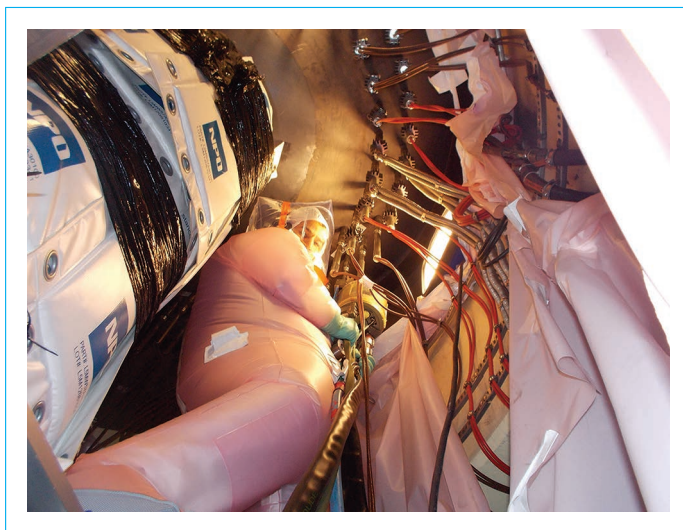


Figure 13 – Intervention sous le pressuriseur, au niveau des connexions électriques des cannes chauffantes
(© Onet Technologies)

7.4 Soupapes de sûreté du CPP

7.4.1 Conception

À l'origine, les trois soupapes protégeant le CPP contre les surpressions étaient des soupapes à ressort classiques, montées sur le pressuriseur. Mais le retour d'expérience a mis en évidence de nombreux problèmes (accident de Three Mile Island en particulier). En 1981, il a donc été décidé d'installer des soupapes pilotées de type SEBIM montées en tandem (donc six soupapes au total).

Dans une soupape pilotée, la pression agit indirectement en poussant le piston d'une sorte de mini-soupape (le « pilote ») et c'est le pilote qui commande ensuite l'ouverture de la soupape principale, en agissant sur les pressions en amont et en aval du clapet. Une soupape pilotée peut aussi s'ouvrir sur signal du système de régulation ou sur commande de l'opérateur, elle peut donc assurer la fonction qui était à l'origine dévolue au circuit de décharge (baisse de pression rapide quand la pression est inférieure au point de tarage).

7.4.2 Retour d'expérience

L'indisponibilité due aux soupapes SEBIM est très faible, le problème le plus fréquent est celui des fuites sur les robinets du pilote, souvent causées par la présence d'impuretés (ce sont des équipements d'une grande précision). D'une façon générale, la fiabilité des composants est bonne mais la complexité de la technologie rend délicates les actions de conduite et d'entretien pour lesquelles une très grande rigueur est indispensable.

7.4.3 Maintenance des soupapes SEBIM

À l'origine, les révisions étaient fréquentes, nécessitant démontages et remontages, ne révélant rien mais engendrant des anomalies. Les interventions intrusives ont donc été fortement réduites en mettant en œuvre une maintenance conditionnelle : surveillance des paramètres de fonctionnement ; inspections, vérifications et essais sans démontage à chaque arrêt ; révision générale tous les 10 ans (sans dépose) avec échange standard des armoires de commande pour rénovation en atelier spécialisé.

Pour limiter le risque d'induire un mode commun de défaillance, l'exploitant ne fait pas la révision décennale des trois lignes de soupapes pendant le même arrêt.

8. Circuit primaire principal (CPP) et ses tuyauteries

Après avoir passé en revue les gros composants, le présent paragraphe traite des dispositions qui s'appliquent à l'ensemble du circuit primaire principal (CPP), du cas particulier des tuyauteries et de quelques problèmes communs.

8.1 Circuit primaire principal

8.1.1 Définition réglementaire

Réglementairement, le circuit primaire principal est l'ensemble des composants qui supportent la pression primaire et qui ne peuvent être isolés du cœur de façon sûre (c'est-à-dire par deux organes d'isolement). Ce circuit, qui constitue un « appareil » unique, comprend donc :

- la cuve ;
- le pressuriseur et les soupapes de sûreté ;
- la volute et les joints des pompes primaires ;
- le fond des GV, les plaques tubulaires et les tubes d'échange ;
- les tuyauteries qui relient ces composants ;
- les portions de tuyauteries qui connectent le CPP aux circuits auxiliaires, de secours et de sauvegarde, et ce jusqu'au deuxième organe d'isolement.

Le CPP constitue la deuxième barrière contre la dissémination des produits radioactifs. La figure 3 de l'article [BN 3 295] en montre l'allure générale.

8.1.2 Surveillance en fonctionnement du CPP

Les paramètres de fonctionnement du circuit primaire sont suivis par les opérateurs de conduite qui les utilisent pour piloter la chaudière. Certains jouent un rôle particulier vis-à-vis de la maintenance.

■ Surveillance de la chimie du fluide primaire

Une surveillance permanente des caractéristiques physico-chimiques du fluide primaire permet de s'assurer du respect des spécifications dont il fait l'objet. Celles-ci résultent d'abord des exigences du process mais visent également à protéger les matériels, en particulier contre la corrosion. Des limitations de durée de fonctionnement sont imposées en cas de dépassement de certains seuils. Cette surveillance peut aussi servir d'alerte vis-à-vis de la dégradation de certains composants : ainsi, la détection de l'isotope Ag110m est le signe probable de l'usure d'une grappe de contrôle.

■ Surveillance des fuites

Avant toute chose, rappelons que nous sommes dans le BR et que les « fuites » dont nous parlons ne sortent pas à l'extérieur !

La détection et la localisation des fuites constituent un moyen très efficace de contrôler de façon réellement continue l'intégrité des matériels du CPP. En effet, pour la plupart des composants, les conditions de fonctionnement et les matériaux sont tels qu'une fuite détectable et sans conséquence externe devrait précéder toute rupture (concept de « fuite avant rupture »). Les règles générales d'exploitation spécifient les fuites maximales acceptables en tenant compte du fait que certaines petites inétanchéités ne sont pas le signe d'une véritable dégradation (problèmes de joints par exemple), ce qui n'empêche pas de tout faire pour les éviter !

Il y a de nombreuses façons de détecter une fuite du CPP dans le BR : bilan massique et volumique, suivi du débit dans les circuits de drainage, augmentation de la température et de l'hygrométrie dans le bâtiment, mise en service automatique fréquente du système d'appoint RCV, présence d'acide borique cristallisé à l'extérieur d'un composant, etc.

Une fuite du CPP vers un circuit auxiliaire (à travers un organe d'isolement défaillant ou un tube d'échange dégradé, par exemple) est généralement détectable par le changement des paramètres de fonctionnement qu'elle induit dans cet autre circuit.

■ Surveillance acoustique

Des corps étrangers (ou « corps migrants ») peuvent être présents dans le CPP et y provoquer des dégâts. Il peut s'agir soit d'objets introduits pendant l'arrêt de tranche et qui n'ont pas été retirés, soit de pièces cassées provenant d'un composant interne au circuit primaire. Les corps migrants finissent par se retrouver piégés quelque part (boîte à eau d'un GV, organe d'isolement d'un circuit auxiliaire, etc.). Ils peuvent alors endommager les parois par chocs répétés ou gêner le fonctionnement d'un composant mobile.

Pour détecter les corps migrants aussi tôt que possible, des dispositifs de surveillance acoustique sont installés sur le fond de la cuve et sur les fonds de GV (système KIR). Les capteurs enregistrent les chocs sur les parois et un système expert permet d'estimer la masse de l'objet. Lorsqu'un corps migrant est détecté, il faut arrêter la tranche, le récupérer et identifier son origine pour prendre des mesures appropriées.

■ Comptabilisation des situations

À la conception, les composants du CPP font l'objet d'une analyse des risques d'endommagement en exploitation par les différents mécanismes possibles, dont la fatigue. Pour cela, le constructeur fait des hypothèses sur les transitoires de pression et de température que les composants auront à supporter.

Mais cela n'a de sens que si les transitoires qui arrivent **réellement** en service, sont bien conformes aux hypothèses, tant en nombre qu'en sévérité. C'est ce que vérifie en permanence l'exploitant en comptabilisant tous les transitoires et en les comparant à ceux pris en compte à la conception (la réglementation parle de « comptabilisation des situations »).

Si les transitoires réels sont moins sévères et/ou moins nombreux que ce qui était prévu, alors les marges par rapport au dommage de fatigue sont plus grandes que prévu et permettent d'envisager une durée de vie plus longue de la chaudière (voir exemple dans l'article [BN 3 307] figure 2). Dans le cas inverse, des mesures doivent être prises : modifier les procédures d'exploitation, renforcer l'inspection en service voire remplacer les matériels qui « fatiguent » le plus.

8.1.3 Maintenance à l'arrêt du CPP

Comme pour tout équipement sous pression, la réglementation (arrêtés de février 1974 puis novembre 1999) prévoit des visites périodiques pendant lesquelles l'exploitant doit mettre en œuvre les moyens nécessaires pour s'assurer que l'appareil demeure constamment en bon état : d'une part, des visites partielles au moins tous les 40 mois et, d'autre part, une « requalification complète » tous les 10 ans comprenant une visite approfondie et une épreuve hydraulique à 1,2 fois la pression maximale atteignable en service.

Au niveau du contenu des différentes visites, c'est à l'exploitant de proposer un programme, après avoir identifié les zones sensibles méritant un examen adapté. Doivent s'y ajouter des inspections par sondage sur les composants ou les zones qui ne font l'objet d'aucune suspicion, au titre de la défense en profondeur. La teneur des visites a été détaillée pour chaque composant dans les paragraphes précédents.

8.2 Tuyauteries principales du CPP

8.2.1 Conception et fabrication

Il s'agit des tuyauteries (tronçons droits et coudes) qui assurent la circulation du fluide primaire entre les composants et forment les boucles. Chaque boucle comprend trois parties : la branche chaude (de la cuve au GV), la branche en U (du GV à la pompe primaire) et la branche froide (de la pompe primaire à la cuve).

Les tuyauteries sont fabriquées en acier austénitique ou austénoferrique, leur diamètre intérieur se situe entre 700 et 800 mm, leur épaisseur entre 65 et 80 mm.

Aux boucles proprement dites, il faut ajouter la ligne d'expansion qui relie le pressuriseur à l'une des branches chaudes et dont la disposition diffère d'un palier à l'autre.

8.2.2 Retour d'expérience

■ Les coudes moulés

De nombreux coudes sont en acier austénoferrique moulé. Ce type de matériau est sensible au vieillissement thermique après un maintien de longue durée à la température de service du circuit primaire. L'importance de ce vieillissement, qui se traduit par une baisse de la résilience et de la ténacité, dépend de la proportion de ferrite et des teneurs en chrome, molybdène et silicium de l'acier.

Des études et des essais ont permis d'établir une prévision de l'évolution des caractéristiques mécaniques de chaque coude et d'évaluer le risque de rupture des coudes vieillis en fonction de leur âge. Il a ainsi été montré qu'ils pouvaient être laissés en exploitation sans danger pendant au moins 40 ans. Pour conforter ces résultats, des prélèvements ont été effectués, des expertises et des essais réalisés, des échantillons d'acier identique testés après avoir été mis au four en laboratoire.

Et pour éradiquer définitivement le risque, les coudes les plus sensibles sont remplacés à l'occasion des changements de GV.

■ La ligne d'expansion du pressuriseur

La différence de température entre le pressuriseur et la branche chaude peut engendrer des phénomènes thermohydrauliques complexes dans la ligne d'expansion (stratification par exemple) d'où un risque de fatigue thermique. Les modes d'exploitation ont été adaptées en conséquence et un programme d'inspection spécifique est mis en œuvre.

8.2.3 Surveillance et maintenance

Comme pour les autres composants du CPP, la surveillance de l'intégrité des tuyauteries, c'est d'abord la surveillance des fuites dans la mesure où les matériaux choisis et les conditions de fonctionnement sont tels qu'il y aura certainement une fuite détectable avant toute rupture.

Pendant les arrêts de tranche, un certain nombre d'examen non destructifs sont pratiqués. Des études et des essais, enrichis par le retour d'expérience, ont permis de déterminer les zones plus sensibles qui seront inspectées systématiquement, les autres l'étant par sondage. On aura, par exemple, des radiographies et/ou ressuage des coudes, des examens par ultrasons des zones à risque de fatigue thermique, des gammagraphies et/ou ultrasons sur les soudures de raccordement à la cuve et aux GV. Sans oublier l'épreuve hydraulique décennale comme tout le CPP.

8.3 Tuyauteries auxiliaires du CPP

8.3.1 Conception et fabrication

Les tuyauteries auxiliaires du CPP sont les portions de tuyauteries qui connectent le CPP aux circuits auxiliaires (au sens large), depuis le piquage sur la tuyauterie principale jusqu'au deuxième organe d'isolement. Ces circuits auxiliaires sont essentiellement : le système de contrôle volumétrique et chimique (RCV) ; le système de refroidissement à l'arrêt (RRA) ; les systèmes d'injection de sécurité (RIS haute, moyenne et basse pression).

À cette liste, il faut ajouter les tuyauteries d'aspersion (principale et auxiliaire) qui vont de la tuyauterie principale au sommet du pressuriseur. Enfin, il faut mentionner les nombreuses tuyauteries de petit diamètre servant à l'instrumentation, aux purges, au *bypass* de gros composants.

Sur les tuyauteries auxiliaires, les organes d'isolement sont généralement des robinets motorisés sauf sur les lignes d'injection de sécurité où l'on trouve également des clapets. Certaines portions de tuyauteries et certains piquages peuvent être communs à plusieurs systèmes (la configuration précise diffère d'un palier à l'autre).

Toutes ces tuyauteries sont en acier austénitique. Les diamètres ne sont pas exactement les mêmes d'un palier à l'autre, mais pour comprendre la maintenance, l'ordre de grandeur suffit : 6 à 12" pour les injections de sécurité, 2 ou 4" pour le RCV, entre 10 et 14" pour le RRA. Toutes les tronçons sont soudés bout à bout.

8.3.2 Retour d'expérience

■ Fatigue thermique

Tant que les circuits auxiliaires sont isolés, aucune eau n'est supposée circuler dans le premier tronçon, entre piquage sur la tuyauterie principale et premier organe d'isolement (on parle de « tronçon non débitant » ou « bras mort »). Quant au tronçon situé entre les deux organes d'isolement, les conditions y sont réputées stables... Mais l'expérience a montré que ces zones pouvaient être le siège de phénomènes thermohydrauliques complexes, conduisant à des cyclages thermiques importants et donc à un risque de fatigue (figure 14).

C'est ainsi que sur plusieurs tranches, en France comme à l'étranger, des fissures de fatigue ont été découvertes sur des tronçons non débitants de lignes d'injection de sécurité, entre piquage et clapet. Explication : un vortex fait remonter de l'eau chaude de la tuyauterie principale dans la ligne d'injection avec de fortes turbulences ; côté circuit RIS, certains organes d'isolement situés



Figure 14 – Faïençage thermique détecté par ressuage (coude d'une tuyauterie d'injection de sécurité)

en amont, normalement fermés, ne sont pas étanches ; résultat : un petit débit d'eau froide venant du RIS arrive jusqu'au tronçon non débitant où il se mélange mal avec l'eau chaude du vortex. Toutes les conditions sont réunies pour que ces turbulences engendrent des contraintes thermiques fortes et variables dans la paroi et donc de la fatigue (phénomène dit « Farley-Tihange » du nom des deux centrales qui l'ont rencontré en premier). Les tuyauteries affectées ont été remplacées et, en France, une modification des circuits a été réalisée pour éliminer tout risque d'arrivée inopportune de filets d'eau froide jusqu'au CPP.

■ Corrosion dans le tronçon interisolements

Le vortex d'eau chaude provenant de la tuyauterie principale peut remonter très loin dans la tuyauterie auxiliaire en formant des boucles de convection qui font monter la température du premier organe d'isolement et du fluide qui est derrière, « emprisonné » dans le tronçon interisolements. Les conditions physiques qui y prévalent ne sont donc pas complètement maîtrisées. Cela peut conduire à une montée en pression importante (effet chaudière) si les deux organes sont des robinets ou à la formation d'un milieu diphasique si l'un des organes est un clapet, avec une interface qui fluctue et une augmentation du pH de la phase liquide. Les conditions sont alors favorables à une corrosion des opercules. Ceux-ci sont remplacés si l'endommagement est trop important.

Dans certaines conditions, des fissurations par corrosion sous contrainte sont possibles (présence de contraintes élevées, structure métallurgique sensible, milieu anormalement agressif).

8.3.3 Surveillance et maintenance

■ Surveillance des fuites

Les conditions de fonctionnement de ces circuits et les matériaux utilisés sont tels que le concept de « fuite avant rupture » s'applique quasiment toujours, ce que confirme l'expérience. La surveillance des fuites reste donc un moyen privilégié pour suivre l'état de santé des matériels concernés.

■ Programme d'inspection pendant les arrêts

Conformément à la pratique française et à la réglementation, les tuyauteries auxiliaires du CPP (et en particulier les soudures) font l'objet d'inspection périodique par examens non destructifs (ressuages externes, ultrasons, radiographies). Le programme comprend essentiellement :

- des contrôles systématiques des zones où les études et/ou le retour d'expérience mettent en évidence un risque particulier (fatigue thermique par exemple) ;
- des contrôles par sondage sur les zones où rien n'est suspecté ;
- des inspections visuelles globales pour détecter des traces de bore indiquant une fuite ;
- des examens généraux des supports réalisés en moyenne un arrêt sur deux.

8.4 Dispositifs antidébattements (DAD) et autobloquants (DAB) du CPP

Des dispositifs antidébattement (DAD) sont installés à proximité des tuyauteries principales pour limiter, en cas de rupture, le débattement des deux sections. De la même façon, des dispositifs autobloquants (ou DAB) connectent les gros composants au génie civil pour empêcher les déplacements excessifs en cas de séisme. Inversement, les DAD et les DAB ne doivent pas empêcher les déplacements normaux induits par les dilatations thermiques lors du fonctionnement. Pour les DAD qui sont des structures fixes mécano-soudées, il faut donc vérifier que le jeu entre tuyauteries et butées est conforme aux spécifications (ni trop grand ni trop faible) : c'est ce que l'on appelle le « calage » du circuit primaire,

effectué à chaud et à froid tous les 10 ans, et complété par un examen visuel à chaque arrêt.

Quant aux DAB, ils ne doivent pas entraver les déplacements lents du composant mais doivent se bloquer instantanément en cas de déplacement brutal (principe de la ceinture de sécurité). Ils sont généralement du type « hydraulique », avec un système cylindre/piston et une chambre remplie d'huile de chaque côté. Leur maintenance se traduit d'abord par des actions faites sur site à chaque arrêt : contrôle visuel, vérification du libre débattement, contrôle du bon remplissage, contrôle de manœuvrabilité, examen interne par endoscopie. Viennent ensuite des révisions complètes en atelier suivies d'essais de requalification sur banc (périodicité dépendant du type de DAB).

8.5 Pièces communes, problèmes communs

Un certain nombre de pièces posant problème se retrouvent à l'identique sur plusieurs composants du CPP. Pour éviter les redites, nous les traitons ici.

8.5.1 Liaisons bimétalliques du CPP

La cuve, le GV, le pressuriseur et leurs tubulures sont fabriqués en acier ferritique. Les tuyauteries primaires sont en acier austénitique. Il y a donc, aux raccordements, des soudures hétérogènes appelées « liaisons bimétalliques » (LBM). Ces soudures étant délicates à réussir, on les réalise en usine en prolongeant chaque tubulure par un embout en acier austénitique. Et lorsque les composants arrivent sur site, il ne reste plus qu'à faire des soudures homogènes entre les embouts et les tuyauteries primaires.

Les contrôles par ressuage de la peau externe des LBM ont mis en évidence deux types de défauts : des décohésions intergranulaires (DIG) et des piqûres de corrosion. Un important programme d'études, d'essais et d'expertises a montré, d'une part, que ces défauts étaient dus à un phénomène de corrosion intergranulaire d'origine atmosphérique (avec présence probable de polluants), d'autre part qu'ils ne remettaient pas en cause la résistance de la soudure et, enfin, qu'ils n'étaient pas susceptibles d'évoluer.

Une fois le problème bien compris, des mesures préventives ont été prises dont l'expérience montre la pertinence. Mais des contrôles par ressuage continuent à être réalisés périodiquement (en plus des examens systématiques par gammagraphie et ultrasons).

8.5.2 Zones en alliage de nickel du CPP

Divers équipements du circuit primaire, fabriqués en alliage à base de nickel de type 600, ont été affectés par la corrosion sous contrainte (tubes de GV, traversées de couvercles de cuves). Or, d'autres composants sont fabriqués en alliage de ce type : plaques de partition des boîtes à eau et revêtement de plaques à tubes des GV, traversées de fond de cuve, etc. C'est autant de zones qui peuvent être touchées par le phénomène.

EDF a choisi d'avoir une approche intégrée commune à toutes les pièces en alliage de nickel. Un vaste programme d'études, d'essais et d'expertises a permis de caractériser chaque zone par un indice de sensibilité dépendant des conditions de fabrication et d'exploitation. Par ailleurs, les conséquences potentielles des défauts qui pourraient se créer ont été évaluées. Ces travaux ont permis, d'une part, de prendre des dispositions en usine pour supprimer le risque sur les prochaines fabrications et, d'autre part, d'identifier des zones « précurseurs » à suivre en priorité sur les tranches en exploitation (avec toujours la même règle : contrôle exhaustif des composants les plus sensibles et contrôle par sonde sur les autres).

8.5.3 Zones singulières du CPP

Les zones dites « singulières » sont des zones à effet d'entaille qui, par conception, présentent une singularité géométrique entraînant une concentration de contrainte défavorable vis-à-vis de divers mécanismes d'endommagement (fatigue en particulier). Le cas le plus classique est celui des soudures à clin. Il existe plusieurs zones dans un CPP qui peuvent être considérées comme « singulières », comme la fixation de certaines manchettes thermiques soudées à l'intérieur des tuyaux ou les traversées de composants munies d'un tube soudé à la face interne ou externe de la paroi. Ce genre de montage a été remplacé progressivement par un design plus approprié là où cela était possible mais les singularités qui subsistent font l'objet d'un programme d'inspection particulier.

9. Bâtiment réacteur (BR)

9.1 Conception et construction

9.1.1 Disposition générale

Le bâtiment réacteur (BR) abrite la chaudière nucléaire, c'est-à-dire le circuit primaire, une petite partie du circuit secondaire et quelques circuits (ou portions de circuits) auxiliaires, de secours et de sauvegarde. Étanche, il constitue l'essentiel de la troisième barrière contre la dissémination des produits radioactifs, particulièrement en cas d'accident libérant du fluide primaire à l'intérieur, d'où l'appellation d'« enceinte de confinement ». Inversement, il assure la protection de la chaudière contre les agressions externes, qu'elles soient d'origine humaine ou naturelle. Schématiquement, on peut distinguer trois parties : le fût (partie cylindrique), le dôme et le radier de forte épaisseur sur lequel l'ensemble repose.

Pour les tranches 900, le BR est une structure à simple paroi en béton précontraint munie intérieurement d'une peau d'étanchéité faite de tôles en acier soudées (diamètre intérieur 37 m, hauteur 56 m, épaisseur moyenne 90 cm).

Sur les tranches 1300 et N4, le BR est constitué d'une structure à double paroi ou, pourrait-on dire, de deux enceintes emboîtées l'une dans l'autre, l'enceinte interne étant en béton précontraint sans peau métallique et l'enceinte externe en béton armé (diamètre extérieur 46 m, hauteur 70 m, épaisseur de 1 à 1,20 m pour la paroi interne, 55 cm pour la paroi externe). Les deux enceintes sont séparées par un espace annulaire dans lequel un système maintient une dépression et collecte les éventuelles fuites traversant l'enceinte interne, ce qui assure l'étanchéité vis-à-vis de l'extérieur.

La précontrainte est assurée par des câbles enfilés dans des gaines métalliques qui, après mise en tension, sont remplies d'un coulis de ciment.

Le BR doit résister en cas de rupture de tuyauterie primaire libérant tout le fluide primaire, soit une pression d'environ 5 bars à une température de 140 °C. Des rampes d'aspersion sont installées au plafond du bâtiment pour refroidir et condenser cette vapeur, limiter la pression et rabattre les iodures radioactifs (système EAS). Chaque BR est soumis périodiquement à une épreuve de mise en pression.

La moitié supérieure d'un BR est quasiment vide (excepté le pont polaire) et les équipements sont « tassés » dans la moitié inférieure, dans des locaux très cloisonnés, avec des puisards tout au fond (figure 15). À mi-hauteur, une dalle en béton forme le plancher de service au milieu duquel s'ouvre la piscine réacteur

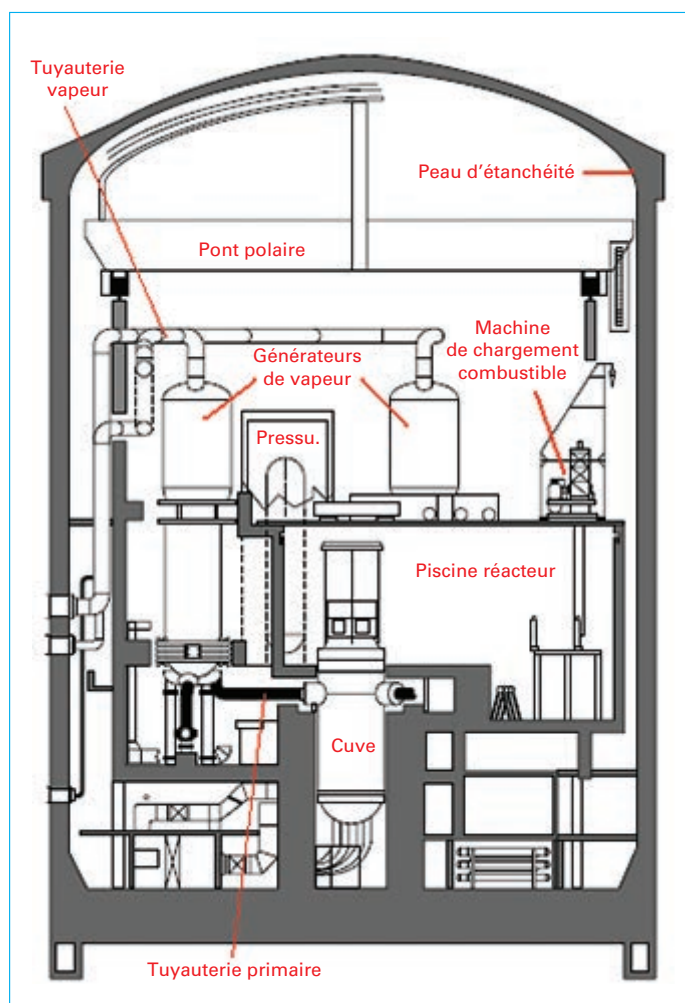


Figure 15 – Aménagement général du bâtiment réacteur de Fessenheim

dont les parois sont couvertes d'un placage métallique et dont le fond présente une ouverture circulaire correspondant à la bride de cuve qui est juste en dessous. La machine de chargement servant à manutentionner le combustible se déplace en translation au-dessus de la piscine réacteur qui communique avec la piscine du bâtiment combustible voisin par le « tube de transfert » par lequel les assemblages transitent au déchargement et au rechargement (figures 11 et 13 de [BN 3 295]).

9.1.2 Traversées

Un certain nombre d'orifices (ou « traversées ») sont pratiqués dans la paroi du bâtiment : deux sas équipés de portes autoclaves pour le personnel ; une ouverture de 7 à 8 m de diamètre fermée par un fond en acier boulonné pour l'entrée et la sortie des gros matériels ; des traversées « électriques » pour le passage des câbles ; des traversées « mécaniques » pour le passage des tuyauteries (avec des robinets de chaque côté) ; une ouverture pour le tube de transfert.

9.1.3 Dispositifs de surveillance

Des dispositifs d'auscultation ont été mis en place à la construction (extensomètres, thermocouples, pendules, dynamomètres,

repères, etc.). Leur disposition et leur répartition permettent de contrôler les déformations d'ensemble, les déformations locales, la tension des câbles de précontrainte.

Un système surveille en permanence l'étanchéité globale des enceintes de confinement. En cas de fuite importante, il identifie la traversée fautive.

9.2 Retour d'expérience sur les BR

9.2.1 Comportement global

Rappelons d'abord que le béton est un matériau naturellement poreux et que l'étanchéité totale est assurée par la peau métallique (BR 900) ou le système de reprise des fuites interenceintes (BR 1300 et 1450).

Dans l'ensemble, les déplacements, les tassements et les déformations des bâtiments réacteurs sont conformes aux prévisions et cohérents avec ce que l'on peut attendre sur ce type d'ouvrage. Il n'a été détecté aucune perte de précontrainte préoccupante comme pourraient en induire les phénomènes de retrait et de fluage. Les traversées inétanches sont facilement repérées et réparées.

On connaît les pathologies exogènes qui peuvent affecter un ouvrage en béton : endommagement mécanique suite aux cycles « gel-dégel », attaques sulfatiques externes, corrosion des aciers des armatures, etc. [BN 3 307]. Lorsque de telles dégradations se manifestent, elles restent locales et sans danger. Quant à la réaction alcali-granulat (pathologie endogène), elle n'a pas été rencontrée.

Sur les tranches 900, quelques cas de corrosion de la peau métallique ont été observés et réparés ainsi que quelques cloquages qui n'affectent en rien l'étanchéité (ce que confirment les épreuves périodiques).

9.2.2 Comportement de la paroi interne des enceintes doubles

Certaines enceintes à double paroi présentent, avec le temps, une augmentation du débit de fuite de la paroi **interne** mesuré au cours des épreuves en air. Sur plusieurs d'entre elles, ce débit a dépassé la valeur maximale prévue. Il n'est pas question ici de rejets vers l'**extérieur**, mais le non-respect du critère traduit un comportement de l'ouvrage différent de ce qui était attendu et constitue donc un écart qui doit être traité.

Une grande campagne d'investigations a permis d'établir des « cartographies » des fuites et d'en comprendre les origines : d'une part, de multiples fuites locales passant par les défauts inhérents à ce genre de matériau mais qui ont tendance à s'ouvrir du fait du comportement mécanique différé du béton (retrait, fluage, en particulier dans les zones géométriquement complexes) ; d'autre part, des fuites plus diffuses liées à une dessiccation progressive du béton qui accroît sa porosité naturelle.

Le recouvrement des zones concernées par un revêtement composite a permis de retrouver une étanchéité conforme aux spécifications.

9.3 Maintenance des BR

9.3.1 Surveillance en fonctionnement

L'entretien courant des bâtiments réacteurs consiste principalement en inspections visuelles (et éventuellement réparations), avec une attention particulière portée aux zones sensibles aux différents mécanismes de dégradation (acrotères, descentes d'eau pluviale, ragréage, etc.) et une périodicité plus élevée pour les sites en bord de mer.

Les relevés du système d'auscultation sont effectués tous les trois mois (suivi des déformations et des déplacements des ouvrages).

L'étanchéité des traversées mécaniques est surveillée par le système automatique déjà évoqué. Celle des traversées électriques est vérifiée par des essais périodiques (éventuellement des tests à l'hélium). Sur les enceintes à double paroi, la surveillance inclut le suivi des paramètres du système de collecte des fuites.

9.3.2 Maintenance pendant les arrêts de tranche

La maintenance pendant les arrêts pour rechargement, c'est d'abord le contrôle de l'étanchéité des traversées avec les essais périodiques requis par les règles générales d'exploitation : sas personnel, accès matériel, traversées électriques et organes d'isolement des traversées mécaniques.

L'arrêt pour rechargement est aussi l'occasion de procéder à l'entretien des composants des sas et des dispositifs d'auscultation ainsi qu'au contrôle de la peau métallique (tranches 900), des revêtements ajoutés (tranches 1300 et 1450), du placage de la piscine, des filtres des puisards.

9.3.3 Épreuve enceinte

L'épreuve, réalisée tous les 10 ans, a pour objet de s'assurer que l'étanchéité et le comportement mécanique de l'enceinte de confinement sont toujours satisfaisants et que celle-ci assurerait ses fonctions en cas d'accident. Comme il n'est pas possible de reproduire exactement les conditions de cet accident, l'épreuve est effectuée avec de l'air dont on monte la pression jusqu'à la valeur de dimensionnement (environ 5 bars). Des critères très sévères sont imposés pour que l'épreuve soit déclarée bonne. Au cours de l'épreuve, un relevé complet du dispositif d'auscultation est effectué et les résultats sont comparés avec ceux des épreuves antérieures.

9.3.4 Réparation, rénovation

Les dégradations locales du béton font l'objet de réparations selon les techniques classiques propres au génie civil.

Pour les parois internes des enceintes 1300 et 1450 jugées insuffisamment étanches, de la résine a été injectée dans les réseaux prévus à cet effet au niveau des reprises de bétonnage et un revêtement composite a été mis en place à l'intérieur, dans les zones les plus concernées.

Des fuites (récupérées par un réseau de drainage) ont parfois été détectées derrière le placage de la piscine. Des techniques d'inspection et de réparation sous eau du placage ont été mises au point et peuvent être mises en œuvre.

Les quelques cas de peinture dégradée sont faciles à corriger. Cela a quand même donné lieu à des travaux conséquents dans les puisards en fond de bâtiment dans la mesure où l'on pouvait craindre que les débris de peinture ne viennent colmater les filtres des circuits par lesquels passe l'eau récupérée dont l'exploitant a besoin pour gérer un éventuel accident.

À noter qu'à l'étranger les gaines des câbles de précontrainte sont souvent injectées à la graisse, ce qui rend possible la mesure directe du niveau de précontrainte (ce que l'on fait en France indirectement sur la base des mesures d'auscultation) et, si nécessaire, la remise en tension des câbles.

9.4 Pont polaire

9.4.1 Description

Chaque bâtiment réacteur est équipé d'un pont polaire (ou pont tournant). Celui-ci est constitué, schématiquement, d'une double

poutre en position diamétrale dont les extrémités se déplacent sur une voie de roulement circonférentielle solidaire de la paroi du bâtiment, juste sous le dôme, et d'un ou plusieurs chariots équipés de systèmes de levage, qui se déplacent le long de la poutre (sur les premières tranches, la voie de roulement est posée sur une jupe en béton cylindrique). Globalement, il s'agit d'un matériel assez standard.

9.4.2 Conditions d'exploitation

Le pont polaire est le seul engin permettant la manutention de charges lourdes dans le BR. Bien sûr, il ne sert que pendant les arrêts de tranche, son temps de fonctionnement est donc très faible mais sa fiabilité est essentielle à la maîtrise des durées d'arrêt puisque la quasi-totalité des opérations faites avec le pont sont sur le chemin critique (comme la machine de chargement du combustible).

On voit tout de suite les difficultés que peut présenter la maintenance d'un tel équipement : pendant que la tranche est en exploitation, il est inaccessible ; et quand l'arrêt débute, il faut qu'il soit disponible rapidement avec une fiabilité parfaite ! Sans parler des conditions pénibles dans lesquelles travaille le pontier, surtout en début d'arrêt (température BR très élevée).

9.4.3 Retour d'expérience

Très tôt, les ponts polaires des premières tranches françaises ont fait l'objet de rénovations importantes : remplacement du contrôle-commande, rénovation des chariots, amélioration du dispositif de freinage, renforcement de la tenue au séisme, etc.

Les quelques dysfonctionnements observés en exploitation sont assez classiques et dépendent en partie des options prises à l'origine par les constructeurs.

Sur le contrôle-commande, l'ambiance dans le BR en fonctionnement (humidité, chaleur, irradiation) a entraîné des défaillances de composants électroniques. Du coup, les racks automates et les modules électroniques sont démontés à la fin de l'arrêt, sortis et conservés dans de bonnes conditions puis remontés au début de l'arrêt suivant. Mais attention à ce que les opérations de démontage-remontage ne défilabilisent pas le système ! À noter que, pour les mêmes raisons, un grand nombre d'éléments de la machine de chargement du combustible sont déposés après le rechargement du cœur et mis « à l'abri » en attendant l'arrêt suivant.

À plusieurs reprises, des problèmes d'obsolescence industrielle ont contraint l'exploitant à engager des rénovations du contrôle-commande (autre point commun avec la machine de chargement).

9.4.4 Maintenance

Compte tenu du retour d'expérience et des enjeux, la maintenance préventive des ponts polaires est essentiellement systématique : contrôles, vérifications, examens visuels, graissage, remplacement des pièces d'usure, etc. Ces activités sont réalisées en arrêt de tranche et viennent s'ajouter aux dispositions requises par la réglementation des appareils de levage. Leur périodicité dépend des choix de conception et du retour d'expérience associé.

10. Conclusion

Les composants des chaudières nucléaires « vieillissent » et des cas d'endommagement prématuré ont même été rencontrés mais la maintenance permet de gérer et compenser ces effets. Les installations restent très fiables et continuent à fournir environ 80 % de l'électricité consommée en France à un prix raisonnable et cela, sans qu'aucun accident n'ait entraîné de conséquences notables pour les populations ou pour l'environnement. Ce résultat, c'est à

la pertinence des stratégies de maintenance et au professionnalisme des intervenants qu'on le doit.

Nota : les composants non nucléaires, certains matériels génériques et le contrôle-commande sont traités dans la 3^e partie [BN 3 297].

11. Glossaire

Générique ; *generic*

Qualifie un événement susceptible d'arriver sur toutes les tranches d'une même famille (palier, parc).

Palier ; *series*

Famille de tranches « standardisées », conçues, construites et exploitées de façon quasi identique.

Parc ; *fleet*

Ensemble des tranches appartenant à un même exploitant ou installées dans un même pays (dans le présent fascicule, Parc avec une majuscule désigne le parc nucléaire français).

Tranche ; *unit*

Installation de production d'électricité autonome ; une tranche nucléaire de type REP comporte une partie nucléaire (le « réacteur » ou « la chaudière ») et une partie non nucléaire (ou « classique » ou « conventionnelle »).

Tableau des sigles et acronymes

Sigles	Définition
ASR	Arrêt pour simple rechargement
BR	Bâtiment réacteur
CPP	Circuit primaire principal

Tableau des sigles et acronymes

Sigles	Définition
DAB	Dispositif autobloquant (limite les déplacements en cas de séisme)
DAD	Dispositif antidébattement
EAS	Système d'aspersion de l'enceinte
GMPP	Groupe motopompe primaire
GV	Générateur de vapeur
KIR	Système de surveillance acoustique du CPP
LBM	Liaison bimétallique
MCG	Mécanisme de commande des grappes de contrôle
PSI	Programme de surveillance de l'irradiation
RCV	Circuit de contrôle volumétrique et chimique
REP	Réacteur à eau sous pression
RGE	Règles générales d'exploitation
RIC	Système d'instrumentation du cœur
RIS	Système d'injection de secours
RRA	Circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt
RRI	Circuit de réfrigération intermédiaire
RT_{NDT}	Température de transition ductile/fragile d'un acier (normalisée)
VD	Visite décennale
VP	Visite partielle (ou périodique)
ZTD	Zone de transition de dudgeonnage

Maintenance des centrales nucléaires

Composants de la chaudière

par **Jean-Pierre HUTIN**

Ancien directeur technique du Parc nucléaire, EDF

Sources bibliographiques

HUTIN (J.-P.). – *La maintenance des centrales nucléaires*. Éd. Lavoisier (2016).

À lire également dans nos bases

CHAMPIGNY (F.). – *Inspection en service des REP*. [BN 3 305].

COMBRADÉ (P.) et VAILLANT (F.). – *Corrosion des alliages de nickel et des aciers inoxydables en milieux REP pollués ou confinés*. [BN 3 756].

COSTAZ (J.-L.). – *Confinement, enceintes*. [B 3 290].

DESTRE (D.) et IZARD (J.-P.). – *Construction des centrales REP : équipements primaires*. [B 3 270].

GRANDEMANGE (J.-M.). – *Conception des enceintes sous pression*. [BN 3 280] et [BN 3 282].

HUTIN (J.-P.). – *Maintenance des centrales nucléaires – Dispositions générales, les hommes, les organisations*. [BN 3 295].

HUTIN (J.-P.). – *Maintenance des centrales nucléaires – Composants non nucléaires, matériels génériques et contrôle-commande*. [BN 3 297].

HUTIN (J.-P.). – *Gestion de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires*. [BN 3 307].

MANSOUR (C.) et TREVIN (S.). – *Corrosion-érosion des aciers ferritiques dans les centrales nucléaires*. [BN 3 751].

PETETIOT (J.-F.). – *Réacteurs à eau sous pression – Fonctionnement normal et accidentel*. [BN 3 110].

STUTZMANN (A.), LECLERCQ (S.) et MANSOUR (C.). – *Chimie des milieux primaire et secondaire des centrales nucléaires REP françaises*. [BN 3 748].

Réglementation (liste non exhaustive)

Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.

Arrêté du 26 février 1974 relatif à la construction du circuit primaire principal des chaudières nucléaires à eau (*JORF* du 12 mars 1974).

Arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression (*JORF* du 5 janvier 2000).

Gagnez du temps et sécurisez vos projets en utilisant une source actualisée et fiable !

15 DOMAINES D'EXPERTISE

- ✓ Automatique - Robotique
- ✓ Biomédical - Pharma
- ✓ Construction et travaux publics
- ✓ Électronique - Photonique
- ✓ Énergies
- ✓ Environnement - Sécurité
- ✓ Génie industriel
- ✓ Ingénierie des transports
- ✓ Innovation
- ✓ Matériaux
- ✓ Mécanique
- ✓ Mesures - Analyses
- ✓ Procédés chimie - bio - agro
- ✓ Sciences fondamentales
- ✓ Technologies de l'information



Articles de référence
disponibles en français
et en anglais.

Détails des offres et sommaires
à retrouver sur le site

www.techniques-ingenieur.fr

Les offres Techniques de l'Ingénieur permettent d'accéder à une **base complète et actualisée d'articles** rédigés par les meilleurs experts et validés par des comités scientifiques, avec :

+ de 10 000 articles de référence et 1 000 fiches pratiques opérationnelles.

3 000 quiz dans + de 1 000 articles interactifs.

+ de 550 bases documentaires, + de 30 Parcours Pratiques répartis dans plus de 90 offres.

1 280 auteurs contribuent chaque année à enrichir cette ressource.

Service de Questions aux experts.

Les Archives, technologies anciennes et versions antérieures des articles.

+ de 300 000 utilisateurs de techniques-ingenieur.fr chaque mois !

NOS ÉQUIPES SONT
À VOTRE DISPOSITION

Par téléphone
 33 (0)1 53 35 20 20

Par email
 infos.clients@teching.com