

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Faire avancer la sûreté nucléaire

LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2012

RAPPORT IRSN/DG/2013-00005

SOMMAIRE

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	6
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION	8
La sûreté de l'exploitation en 2012 : les tendances	9
La radioprotection en exploitation : les tendances	17
ÉVÉNEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES	22
Présence de corps migrants dans les circuits	24
Dégradations de vis de fixation des pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe	29
Absence de casse-siphon dans les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles irradiés	33
Faiblesse dans les moyens de surveillance des cœurs des réacteurs	36
Départs de feu dans le local d'un groupe motopompe primaire à Penly 2	39
Déversement d'eau du circuit primaire dans le bâtiment du réacteur de Cruas 4	45
Défauts découverts dans les parois des cuves des réacteurs belges de Doel 3 et Tihange 2	49
ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES.....	54
Renforcement des installations nucléaires à la suite de l'accident de Fukushima	56
Renforcement des radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim	60
Guide sur la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes.....	64
Protection des centrales nucléaires en cas de températures extrêmes.....	67
Traitement des écarts de conformité	71
Contribution des hommes et des organisations à la fiabilité des matériels	78

Les mots écrits en [bleu et soulignés](#) renvoient à des liens hypertexte. Ces liens sont actifs sur www.irsn.org.

EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES

Aucun incident survenu en 2012 dans un réacteur du parc EDF n'a constitué un risque grave pour l'installation, l'environnement ou les populations. Ce chapitre présente des événements et anomalies jugés significatifs par l'IRSN, qui concernent la découverte de corps migrants dans les circuits, la détection d'écarts liés à la visserie d'équipements, une non-conformité datant du démarrage des installations, des erreurs de lignage.

En dépit des actions menées depuis quelques années par EDF, l'année 2012 a encore connu plusieurs événements liés à la présence de corps migrants dans les circuits.

Une tête de vis appartenant à un composant d'un groupe motopompe primaire de Chooz B2, a été découverte sous un assemblage combustible lors du déchargement du cœur du réacteur et cet événement lié à des dégradations de vis revêt un caractère générique pour les réacteurs de 1450 MWe.

A Cruas 3, le système de détection acoustique des circuits a détecté la présence de deux pièces de fixation d'une tige d'obturation d'un générateur de vapeur qui auraient pu atteindre le cœur du réacteur et bloquer la manœuvre des grappes de commande.

Enfin, un tronçon de tuyauterie resté coincé au refoulement d'une turbopompe à Bugey 4 aurait pu conduire à un débit insuffisant d'eau d'alimentation en eau des générateurs de vapeur.

A la suite de l'accident de FUKUSHIMA, l'association internationale WANO (the World association of nuclear operators) a recommandé de vérifier la conformité des dispositifs casse-siphon dans les tuyauteries de refoulement du circuit de refroidissement des piscines. C'est lors de ces contrôles que l'exploitant de Cattenom a constaté l'absence, depuis la construction, de ces dispositifs sur ses installations et a dû déclarer le seul incident classé en 2012 au niveau 2 de l'échelle INES.

Dans le cœur d'un réacteur, la réaction en chaîne doit être maîtrisée à tout moment. Pour cela, le flux de neutrons dans le cœur est surveillé en permanence par des dispositifs de mesure installés à proximité du cœur. Par contre, le « champ de vision » de ces dispositifs est relativement limité, ce qui ne permet pas toujours de réaliser une mesure représentative du niveau de flux dans certaines zones du cœur, comme ce fut le cas lors d'une erreur de chargement de combustible à Dampierre. L'installation prévue par EDF d'un deuxième dispositif de mesure, de conception différente et dont l'implantation sur un circuit permettra une mesure directe et rapide de la concentration en bore du circuit primaire, constituera une disposition robuste pour prévenir l'apparition d'un accident de criticité.

Le serrage insuffisant d'une vis d'une bride du circuit d'huile d'un groupe motopompe primaire de Penly 2 a conduit à une fuite d'huile suivie de départs de feu ayant causé la dégradation du groupe motopompe primaire.

Le cumul de positions incorrectes d'une vanne après une intervention et d'une deuxième vanne a été à l'origine d'un déversement de 140 m³ de fluide primaire dans le bâtiment du réacteur de Cruas 4, sans rejet à l'extérieur.

Lors de contrôles réalisés durant l'été 2012 sur les réacteurs belges n° 3 de la centrale de Doel et n° 2 de la centrale de Tihange, des défauts ont été détectés dans les parois des cuves de ces réacteurs. Il s'agit de défauts de fabrication non détectés jusqu'alors. Cette découverte a naturellement conduit l'IRSN à s'interroger sur la possibilité de l'existence de défauts analogues dans les parois des cuves des centrales françaises.

Présence de corps migrants dans les circuits

La présence d'un corps migrant dans un matériel ou dans un circuit peut avoir des conséquences sur la sûreté et la radioprotection d'une installation nucléaire. En dépit des actions réalisées par EDF, l'année 2012 a encore connu plusieurs événements de ce type. L'analyse menée par l'IRSN a précisé les risques associés et montré la nécessité qu'EDF renforce son plan d'actions.

La présence de corps migrants ou de corps étrangers dans les circuits des installations peut entraîner des conséquences diverses, en particulier la dégradation :

- de la première ou de la deuxième barrière avec, par exemple, l'apparition de défauts d'étanchéité des gaines du combustible ou la dégradation de tubes de générateurs de vapeur (GV) ;
- de la maîtrise de la réactivité avec le blocage d'une grappe de commande ;
- de la propreté radiologique des circuits avec l'activation de particules provenant du corps étranger.

↳ **Activation** : tout matériau recevant un flux neutronique capture des neutrons, rendant une partie de ses noyaux radioactive. Ce phénomène est appelé « activation neutronique ».

Le retour d'expérience (REX) a montré que, dès les premières mises en service de réacteurs, des corps étrangers d'origines diverses, de toutes natures (solides ou liquides) et de toutes formes, ont été accidentellement introduits dans les circuits.

Les corps étrangers recensés jusqu'à présent ont été accidentellement introduits :

- au cours d'activités de maintenance et d'exploitation :
 - déchets de procédés : copeaux métalliques, baguettes de soudure, pâte à joint, limaille, etc.
 - déchets d'intervention : ruban adhésif, vinyle, gaines de câbles, chiffons, morceaux de tuyauterie, etc.
 - moyens de fixation : vis, rondelles, écrous, rivets, goupilles, têtes de vis, etc.
 - outillage : clés, tournevis, etc.
 - résines, graisses et liquides pouvant présenter une nocivité chimique ;
- lors de manutentions de combustible : morceaux d'ailettes ou de grilles d'assemblage ;
- à la suite de défaillances de matériels entraînant la rupture ou la désolidarisation de pièces : billes de roulements, éclats de projecteur, etc. ;
- du fait de négligences humaines : oubli ou chute d'objets divers (badges, stylos, lampes de poche, dosimètres, batteries de caméra, etc.).

Des dispositifs tels que des grilles anti-débris ont été conçus pour piéger certains corps migrants ; par ailleurs, des systèmes d'écoute acoustique facilitent leur détection.

Un plan d'actions a été engagé en 2008 par EDF qui a renforcé ses exigences en matière de propreté des matériels et des circuits afin d'éviter l'introduction de corps migrants. Ces exigences ont été déclinées dans une directive interne traduisant la démarche « FME » qui met en œuvre des parades reposant sur la prévention, la détection précoce et la récupération des corps étrangers. Selon cette directive, la récupération d'un corps migrant est une priorité même s'il est difficilement accessible. Dans le cas où l'extraction s'avère impossible, une analyse de nocivité est menée afin de statuer sur l'acceptabilité d'un fonctionnement du réacteur en présence de ce corps étranger.

☞ FME = Foreign Material Exclusion

A l'instar de la démarche internationale FME, EDF a pris des dispositions préventives pour éviter l'introduction de corps ou produits étrangers dans les matériels ou circuits.

La mise en œuvre de la directive a permis à EDF de réduire le nombre d'événements liés à la présence de corps migrants. EDF a ainsi intégré aux pratiques de travail des dispositions visant à limiter le risque d'introduction de corps étrangers dans les circuits. EDF a également renforcé la prise en compte du retour d'expérience ainsi que l'organisation et le pilotage des interventions à risque. Malgré cette démarche, l'année 2012 a connu plusieurs événements importants dont trois sont décrits ci-après.

Une tête de vis découverte sous un pied d'assemblage combustible (Chooz B2 - 26 février 2012)

Au cours des opérations de déchargement du combustible du réacteur de Chooz B2 en vue de son arrêt pour maintenance, une tête de vis de guide d'eau d'un groupe motopompe primaire (GMPP) ainsi que des débris correspondant à des fragments de coupelle-frein ont été retrouvés sous un pied d'assemblage. L'événement étant décrit dans un autre article du présent rapport (page 29 du présent rapport), seules les questions de sûreté posées par la présence de ce corps migrant sont évoquées ci-dessous.

La tête de vis et sa coupelle se sont déplacées dans le circuit primaire. Elles ont conduit à des impacts dans les pompes primaires et sur la cuve du réacteur ainsi que sur les équipements internes de la cuve. Les examens télévisuels réalisés ont montré des traces de choc sur une aube de roue d'une pompe primaire ①, sur la bague de roue ② et sur une collerette d'une pénétration de fond de cuve ③ (cf. figure 1 ci-dessous).

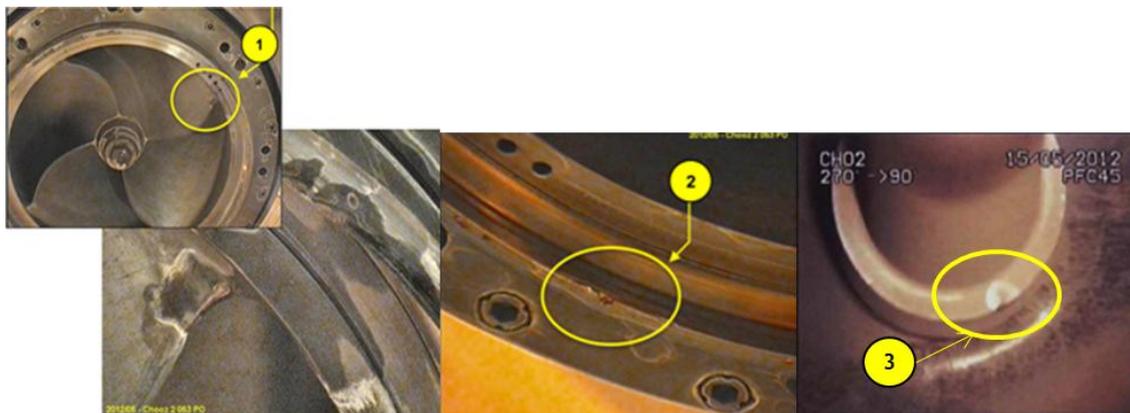


Figure 1 : Localisations d'impacts sur les matériels

Les marques d'impact de la tête de vis, visibles sur les photos, sont de faibles dimensions et peu profondes. Les performances hydrauliques des pompes primaires n'ont pas été affectées et les impacts sur la cuve et ses structures internes n'ont pas été jugés nocifs par EDF.

Compte tenu de la taille et de la localisation des corps migrants retrouvés, l'analyse de l'IRSN a abouti aux conclusions suivantes :

- un blocage du rotor d'une pompe primaire dû à la présence de vis de pompes primaires est peu probable ;
- le revêtement en acier inoxydable de la cuve ayant subi des impacts, l'amorçage d'une fissuration et sa propagation éventuelle au cours du cycle de fonctionnement ne peuvent pas être exclus. Il en est de même pour les pénétrations de fond de cuve et leurs soudures.

L'analyse réalisée par l'IRSN a montré que les actions correctives (extraction des corps étrangers et remplacement de toutes les vis des guides d'eau et des paliers hydrostatiques des pompes primaires) et les actions de surveillance mises en place par EDF étaient insuffisantes. En effet, ni la surveillance vibratoire des pompes primaires, ni la surveillance du débit dans le circuit primaire ne permettent de détecter le desserrage de vis. La surveillance acoustique des circuits n'a par ailleurs pas permis de détecter le passage des corps migrants dans le circuit primaire et la cuve du réacteur. Des contrôles par sondage des vis des guides d'eau des GMPP des réacteurs de 900 et de 1300 MWe seront effectués. La conception des vis du guide d'eau des GMPP des réacteurs de 1450 MWe sera modifiée par EDF en 2013 ; pour l'IRSN, une évolution du programme de maintenance périodique doit également être envisagée.

Des éléments de fixation d'un obturateur à joint passif - ou tape de générateur de vapeur - découverts dans le circuit primaire (Cruas 3 - 14 septembre 2012)

Durant la phase de redémarrage du réacteur après son arrêt pour maintenance, lors de la mise en service du groupe motopompe primaire n° 1, un bruit significatif a été détecté dans la boîte à eau de la branche chaude du générateur de vapeur (GV) de la boucle correspondante par le système de détection acoustique et vibratoire.

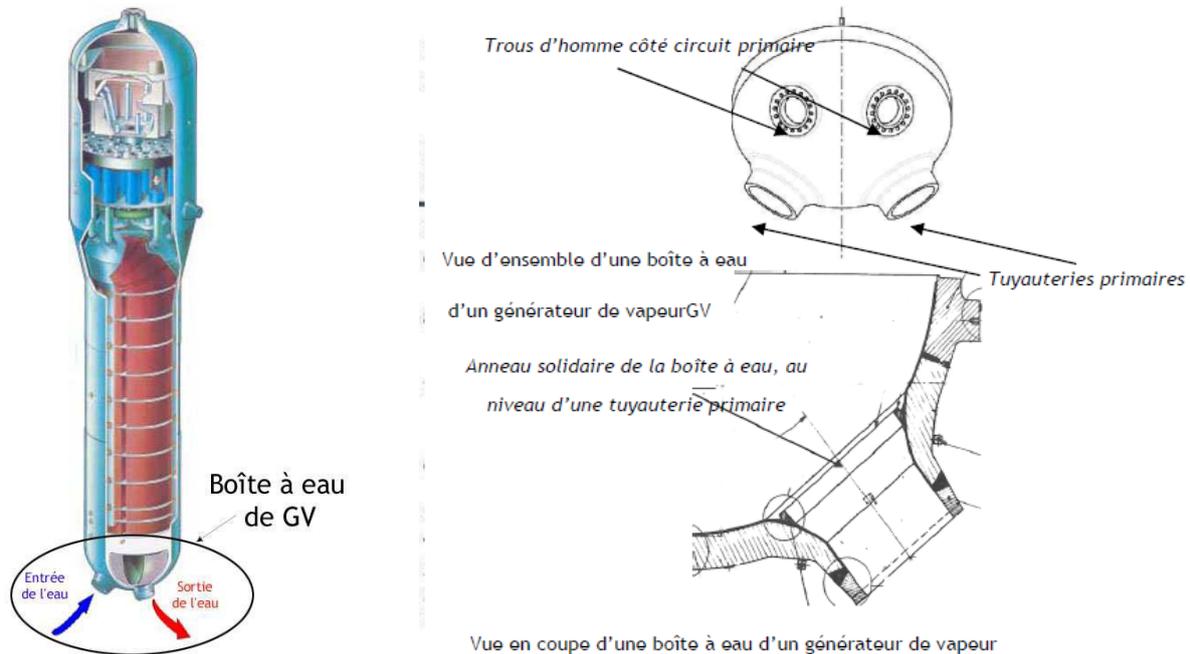


Figure 2 : Boîtes à eau de générateur de vapeur (GV)

Après avoir interrompu le redémarrage du réacteur, l'exploitant a ouvert les deux boîtes à eau (côté « entrée » et côté « sortie » de l'eau) du GV de la boucle n° 1 et a retrouvé deux pièces appartenant à un ensemble de fixation d'un obturateur à joint passif (« tape GV »). Cet obturateur avait été mis en place, puis démonté lors de l'arrêt.

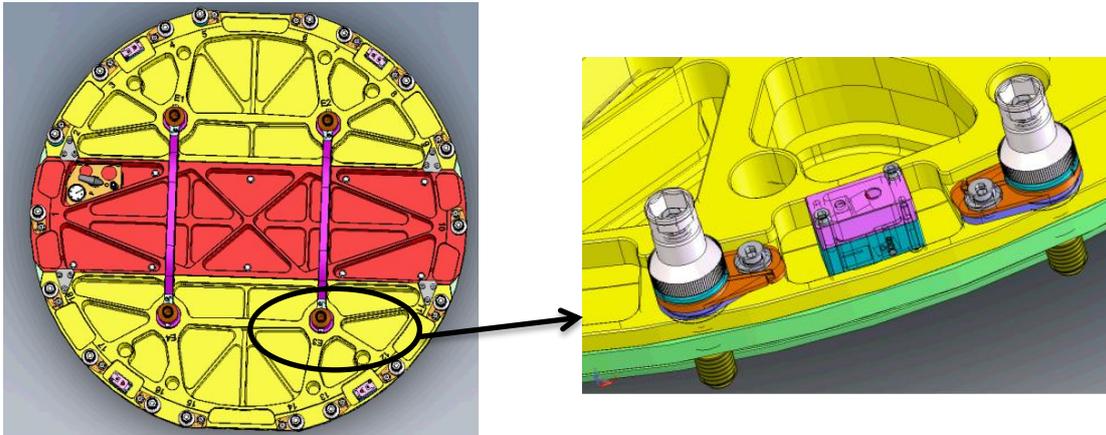


Figure 3 : Schéma d'un obturateur à joint passif et détail des ensembles de fixation

↳ **Obturateurs à joint passif (ou « tapes »)** : ils sont mis en place dans les générateurs de vapeur (GV) pendant les arrêts de tranche pour assurer l'étanchéité entre les boîtes à eau des GV et le circuit primaire et permettre la réalisation d'interventions de maintenance dans les boîtes à eau. Chaque obturateur est constitué d'une partie centrale équipée du joint passif et de deux parties latérales maintenues par 18 ensembles de fixation. Le serrage de ces fixations est réalisé automatiquement à l'aide d'une perche de serrage et de desserrage positionnée au niveau des taraudages externes du trou d'homme. (Pour en savoir plus sur ces nouvelles tapes de GV, voir le [rapport public IRSN 2011 page 72](#))

Les deux pièces retrouvées, une rondelle convexe et une tête de goujon, ont permis d'identifier l'obturateur défaillant. Son examen ayant mis en évidence l'absence de quatre éléments de fixation, les deux éléments encore manquants, un goujon et une vis, ont fait l'objet de recherches, mais n'ont pas été retrouvés.



Figure 4 : Rondelle convexe

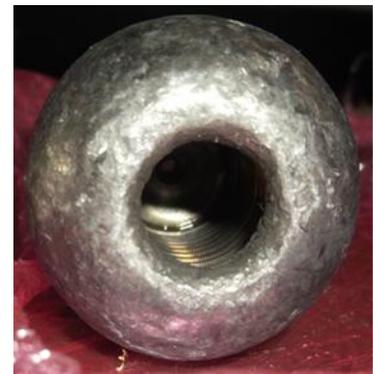


Figure 5 : Tête de goujon

EDF a alors établi une analyse de nocivité à partir des informations suivantes :

- la description précise des éléments manquants, leurs localisations initiales et leurs origines ;
- le cheminement possible de ces éléments dans les circuits ;
- les conséquences possibles de leur passage ou de leur présence dans les équipements ;
- les possibilités de détection de ces éléments par les systèmes de détection acoustique.

L'IRSN considère que la présence de ces pièces dans les circuits connectés au circuit primaire est peu probable. Néanmoins, afin de couvrir cette éventualité et pour éviter que les corps migrants ne se retrouvent dans le cœur du réacteur et ne bloquent la manœuvre d'une grappe de commande, un essai hebdomadaire de manœuvrabilité des grappes a été réalisé pendant les deux premiers mois de fonctionnement après le rechargement ainsi qu'un essai de chute de grappes à mi-cycle. Aucune anomalie n'a été détectée lors de ces essais. Par ailleurs, EDF a mis

en place des actions correctives pour éviter les défaillances de pièces de fixation des « tapes GV », telles que l'inventaire de ces pièces après dépose des tapes. L'IRSN a estimé que les actions mises en place par EDF étaient satisfaisantes et que le nouveau modèle d'obturateur à joint passif pouvait dès lors être utilisé.

Un tronçon de tube trouvé dans la tuyauterie de refoulement de la turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (Bugey 4 - 16 novembre 2012)

L'analyse des résultats des essais périodiques du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) a mis en évidence des déséquilibres de débit. Différentes investigations (réglages de vannes, purges de capteurs etc.), associées à des radiographies des tuyauteries, ont permis de détecter la présence d'un corps migrant coincé dans un coude de la tuyauterie d'alimentation du générateur de vapeur (GV) n° 2 au refoulement de la turbopompe ASG. Ce corps étranger a été extrait ; il semble correspondre à un tronçon de tube utilisé lors du montage ou de la maintenance des circuits.



Figure 6 : Tronçon de tube retrouvé

Les dimensions du tronçon extrait sont :

- diamètre = 60 mm
- longueur = 312 mm

La taille et la nature du corps étranger laissent supposer qu'il est resté coincé à un endroit proche de celui où il a été oublié. L'exploitant a effectué un examen de la paroi interne du coude afin de détecter d'éventuels endommagements. Un contrôle interne des trois tuyauteries d'alimentation des GV jusqu'aux vannes réglantes ASG a également été pratiqué pour s'assurer de l'absence d'autres corps migrants. Ces investigations n'ont mis en évidence aucune dégradation. Les essais réalisés par la suite ont montré que les débits dans les tuyauteries des GV étaient de nouveau équilibrés et stables.

Néanmoins, les conséquences envisageables d'un tel événement sont significatives : l'IRSN considère en effet qu'il aurait été difficile de garantir un débit d'alimentation en eau des GV suffisant lors d'un fonctionnement prolongé du système ASG en cas d'accident, du fait de la présence du corps migrant et de son éventuel déplacement dans les tuyauteries.

Conclusion

La mise en place en 2008 des dispositions définies par EDF dont la sensibilisation du personnel à la démarche « FME » a contribué à une nette diminution des événements impliquant des corps migrants.

Malgré cette démarche, l'année 2012 a connu plusieurs événements importants notamment dus à des défaillances des matériels.

Dégradations de vis de fixation des pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe

Des dégradations de différentes natures ont été observées sur des vis de fixation de composants internes de pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe. Les risques associés sont la création de corps migrants dans le circuit primaire du réacteur concerné et la dégradation de pompes primaires. Ces constats ont conduit EDF à s'interroger sur la conception de ces vis, sur leur mode de serrage ainsi que sur la tenue à la corrosion des matériaux employés pour l'ensemble des visseries. Des modifications de la conception des visseries ont été mises en œuvre ainsi qu'un programme de remplacement de celles-ci et de surveillance accrue.

Origine des dégradations de vis de pompes primaires observées en 2012

En février 2012, lors de l'arrêt programmé du réacteur n° 2 de la centrale de Chooz B, EDF a découvert une tête de vis et des fragments de coupelle-frein dans la grille de protection antidébris au pied d'un assemblage combustible du cœur (figure 1).

Ces corps migrants (figure 2) ont été identifiés comme provenant de la fixation du guide d'eau d'un groupe motopompe primaire. Le guide d'eau est un composant interne de la pompe conçu pour canaliser vers la roue l'eau lors de son entrée (canal d'aspiration) dans la volute de la pompe (voir en page 25 du présent rapport l'article « corps migrants »).

↳ Une **coupelle-frein** est une pièce métallique de faible épaisseur entourant une tête de vis. Des encoches sont pratiquées dans la tête de vis et dans le logement (lamage) dans lequel vient s'insérer la vis. Une fois le serrage de la vis réalisé, la coupelle est déformée par sertissage, de manière à épouser la forme des encoches. Par ce moyen, le desserrage de la vis est empêché ; on parle alors de dispositif de freinage ou de mode de freinage.



Verrouillage antirotation de la coupelle (exemple de la vis n°2, Civaux 1)
Flèches bleues : points de sertissage dans le lamage
Flèches rouges : points de sertissage dans la tête de vis



Figure 1 : Tête de vis présente sous un assemblage combustible

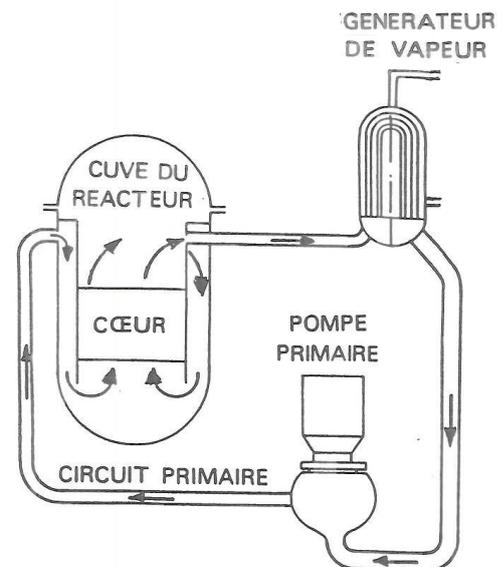


Figure 2 : Cheminement des corps migrants de la pompe primaire vers la cuve

Pour les groupes motopompes primaires (GMPP) des réacteurs de 1450 MWe, les liaisons par visserie des équipements internes sont au nombre de cinq par pompe (figure 3), parmi lesquels se trouve le guide d'eau.

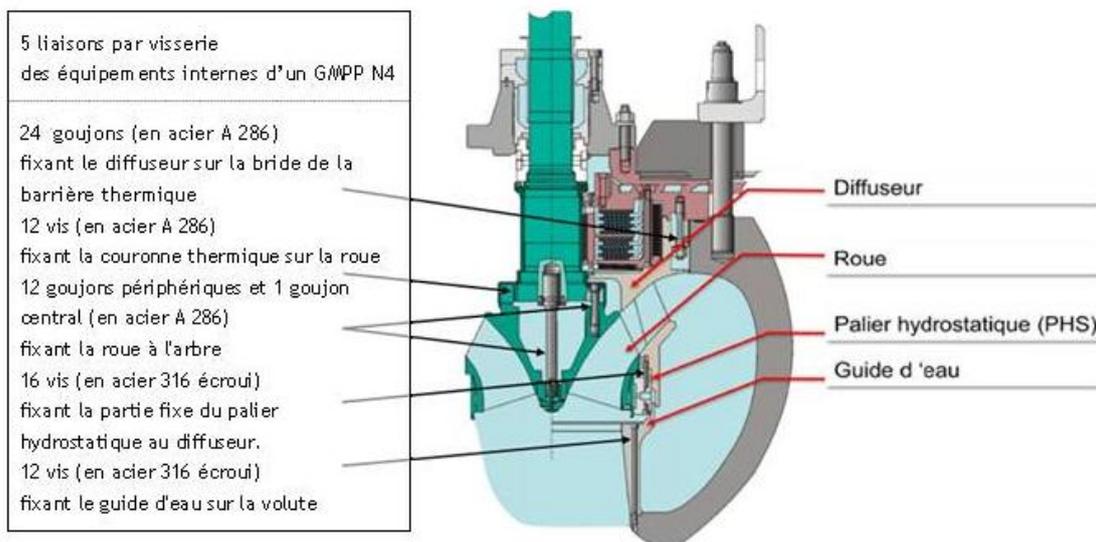


Figure 3 : Liaison par visserie des équipements internes d'un GMPP d'un réacteur de 1450 MWe

Devant le caractère potentiellement générique de cet événement, l'IRSN a préconisé l'extension des contrôles de l'état de la visserie à toutes les pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe (Chooz B et Civaux), le remplacement de toutes les vis des guides d'eau et l'expertise d'un échantillon de ces vis.

Cette préconisation a également été étendue aux vis équipant les paliers hydrostatiques (PHS) des pompes, constituées du même matériau que les vis de fixation du guide d'eau.

↳ Un palier hydrostatique (PHS) est un système de guidage en rotation d'un arbre tournant ; le guidage de l'arbre est assuré par la présence d'un film de fluide injecté sous pression par des gicleurs placés symétriquement autour de l'arbre, empêchant ainsi tout excentrement de celui-ci.

Les investigations menées lors de ces contrôles ont mis en évidence deux types d'anomalies :

- un desserrage de vis de guide d'eau, souvent accompagné d'une détérioration d'une partie du filetage et de la disparition de la coupelle-frein. Ce desserrage peut induire des contacts répétés entre la tête des vis et la roue de la pompe lors de sa rotation, entraînant une fissuration des vis par fatigue mécanique, voire des chocs provoquant à terme la rupture de têtes de vis. Le desserrage des vis de guides d'eau résulterait d'un défaut de conception de la visserie et de son mode de freinage, ainsi que d'un serrage insuffisant ;
- la présence de corrosion sous contrainte (CSC) dans de nombreuses vis de guides d'eau et de PHS en acier inoxydable. Pour ces deux types de vis, la nuance d'acier mentionnée ci-dessus (A 286) n'est pas conforme au choix de conception puisque cette nuance a été abandonnée au début des années 1990 au profit de la nuance 316L, moins sensible à la CSC. La découverte en 2012 de vis de guides d'eau réalisées en nuance A 286 est donc une non-conformité qui n'a pas pu être expliquée au moyen de la documentation disponible. Il est à noter que cette nuance A 286 est toutefois acceptable pour les vis de liaison des autres composants internes des pompes, ces vis étant moins sensibles à la CSC car moins sollicitées mécaniquement.

Néanmoins, un cas de fissuration par corrosion d'une vis de nuance 316L du PHS d'une pompe primaire du réacteur n° 2 de Civaux a aussi été observé lors d'un contrôle. L'expertise n'ayant pas montré d'anomalie de fabrication de cette vis, ce constat conduit à se réinterroger sur la résistance de cette nuance d'acier à la CSC.

La corrosion sous contrainte est un mécanisme de dégradation qui se manifeste par des fissures se développant entre les grains métallurgiques.

Les paramètres favorisant son apparition sont :

- la sensibilité du matériau : les nuances d'acier sont plus ou moins sensibles selon leur composition métallurgique et l'état d'écroutissage résultant de leur mode de fabrication ;
- le milieu environnant : la chimie et la température élevée du fluide primaire sont des facteurs favorables ;
- des contraintes mécaniques permanentes ou variables suffisamment élevées.

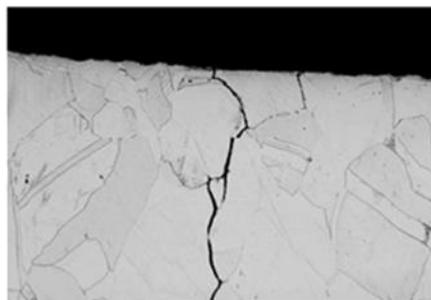


Figure 4 : fissure intergranulaire de corrosion sous contrainte

Les risques associés à ces dégradations

La dégradation des vis peut induire :

- la création de corps migrants dans la cuve.
Une tête de vis présente dans une zone de la cuve pourrait endommager le revêtement en acier inoxydable de la paroi interne de la cuve par des impacts répétés. Le percement du revêtement conduirait ensuite à une corrosion rapide de l'acier de la cuve, ce qui n'est pas acceptable.
Par ailleurs, un coincement de fragments de coupelles pourrait, par exemple, altérer le fonctionnement des mécanismes de commande des grappes, nécessaire pour maîtriser la réaction nucléaire ;
- une dégradation de la liaison, assurée par les vis entre le guide d'eau et la volute de la pompe.
Cela pourrait conduire à un déboîtement à terme du guide d'eau, lequel pourrait alors venir buter contre le palier hydrostatique. Il en résulterait une baisse du débit de la pompe, affectant le refroidissement du cœur du réacteur, ainsi qu'une altération du comportement du GMPP se traduisant par des vibrations importantes.

Les mesures prises par EDF pour anticiper les risques génériques de dégradation des fixations

Après avoir procédé au remplacement des vis non conformes, EDF a défini une stratégie lui permettant d'anticiper les risques génériques de dégradation des fixations, comportant trois axes :

- une modification de la conception des vis des guides d'eau, avec un nouveau dessin de la tête de vis et du raccordement de cette tête de vis au fût, et un couple de serrage augmenté ;
- une réévaluation du risque de rupture par corrosion sous contrainte des vis des guides d'eau et des PHS en acier de nuance 316L ;
- un renforcement du programme de surveillance de la visserie.

L'analyse de l'IRSN

En premier lieu, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF vérifie que l'acier des visseries des guides d'eau et des paliers hydrostatiques est bien de la nuance 316L et non de la nuance A 286. Un programme de contrôle exhaustif des vis sur l'ensemble des réacteurs de 1450 MWe devait donc être mis en place ; c'est ce qu'a fait EDF en 2012 et 2013.

En deuxième lieu, l'IRSN a examiné la pertinence et la suffisance des dispositions proposées par EDF, notamment quant à la conception des vis des guides d'eau et leurs modes de serrage et de freinage :

- L'IRSN a considéré que les dispositions de conception proposées étaient effectivement de nature à réduire le risque de rupture par fatigue ou de desserrage de vis. En effet, l'augmentation du rayon de courbure du congé de raccordement entre la tête et le fût de la vis permet de réduire les concentrations locales de contraintes et donc les risques de rupture par fatigue vibratoire.
Ces dispositions seront mises en œuvre dès 2013 et EDF réalisera en 2015 un contrôle de deux GMPP afin de vérifier leur efficacité pour résoudre les problèmes de desserrage.
- Pour l'IRSN, le risque de corrosion sous contrainte (CSC) de la visserie des PHS en acier de nuance 316L est avéré, du fait de la découverte d'un cas de fissuration par CSC d'une vis de PHS ne présentant pas d'anomalie de fabrication.

Aussi, l'IRSN, considérant que l'augmentation du couple de serrage et la réduction du diamètre du fût favorisent l'apparition de corrosion sous contrainte du fait de l'augmentation des sollicitations, a estimé que ces mesures nécessitent d'être accompagnées par une révision des dispositions de maintenance. EDF a prévu de réévaluer le programme de maintenance périodique.

L'avis de l'IRSN est consultable sur le site de l'IRSN à l'adresse suivante :

<http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2013-00021-N4-EPR.aspx>

Absence de casse-siphon dans les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles irradiés

À la conception, a été prévue la mise en place d'un dispositif dit « casse-siphon » dans la tuyauterie du circuit de refroidissement de la piscine d'entreposage des assemblages combustibles afin d'éviter une vidange accidentelle de cette piscine par siphonage. Ce dispositif consiste en un orifice circulaire percé dans la zone supérieure de la partie immergée de la tuyauterie. EDF a contrôlé la conformité des dispositifs en place dans le cadre des actions de prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Il a alors constaté l'absence d'un tel dispositif pour les tuyauteries du circuit de refroidissement des piscines des réacteurs n° 2 et n° 3 de la centrale nucléaire de Cattenom.

Piscine d'entreposage

Chaque réacteur électronucléaire d'EDF comporte une piscine d'entreposage des assemblages combustibles, dont la conception a notamment pour buts :

- d'assurer la protection biologique des travailleurs vis-à-vis des rayonnements ionisants ;
- de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle des assemblages déchargés du cœur avant leur transfert à l'usine de retraitement AREVA de La Hague ou leur rechargement dans le cœur ;
- d'entreposer les assemblages combustibles neufs avant leur chargement dans le cœur.

Afin d'assurer ces fonctions, il est nécessaire de maintenir en permanence un niveau d'eau suffisant au-dessus des assemblages combustibles. Selon le type de réacteur, la profondeur de la piscine varie entre 12 m et 13 m, la hauteur d'un assemblage combustible étant d'environ 4 m.

↳ Puissance résiduelle

Au sein d'un réacteur nucléaire, la réaction nucléaire de fissions en chaîne conduit à produire notamment de l'énergie thermique et des produits de fission.

Après arrêt de la réaction en chaîne, le combustible dégage encore une certaine puissance, appelée puissance résiduelle, décroissante dans le temps. Peu après l'arrêt, la puissance résiduelle est due majoritairement aux produits de fission. Cette puissance résiduelle varie de 0,5 % à 0,1 % de la puissance nominale du réacteur, entre un jour et un mois après la mise à l'arrêt du réacteur.

Afin d'éviter un échauffement des assemblages combustibles qui pourrait nuire à leur intégrité et conduire à des rejets radioactifs dans l'environnement, la puissance résiduelle doit être évacuée.

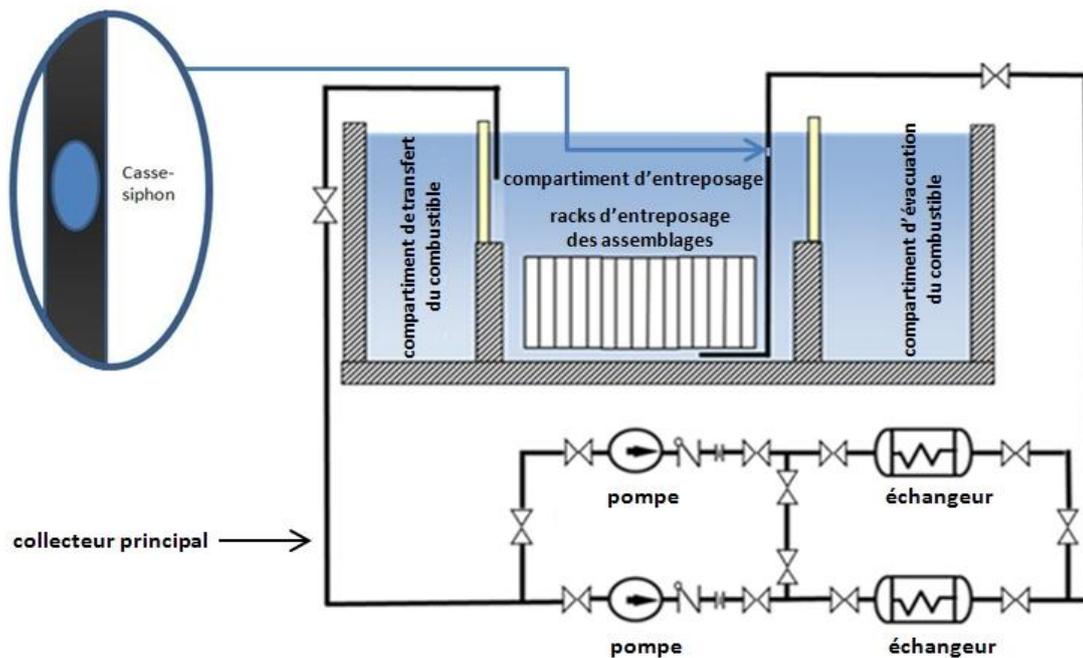


Schéma d'une piscine d'entreposage (ou de désactivation)

L'eau de la piscine de désactivation est donc refroidie en permanence par le système de réfrigération et de filtration (PTR). L'eau est aspirée à la partie supérieure de la piscine puis refroidie dans des échangeurs de chaleur avant d'être refoulée par une tuyauterie plongeant au fond de la piscine, au niveau des pieds des racks d'entreposage des assemblages combustibles.

En cas de fuite ou de rupture d'une tuyauterie du circuit PTR ou encore en cas d'erreur de lignage, un siphonage peut s'amorcer dans cette ligne de refoulement et provoquer une vidange de la piscine avec découverture partiel ou total des assemblages combustibles. Afin d'interrompre le siphonage, des dispositifs passifs, dits « casse-siphon », ont été prévus à la conception. Ils consistent en un percement, dans la zone supérieure de la partie immergée des tuyauteries concernées, d'un orifice circulaire dont le diamètre correspond environ au dixième de celui de la tuyauterie.

⚡ **Erreur de lignage** : Le lignage d'un circuit a pour but de rendre ce circuit disponible, que ce soit en fonctionnement normal, en conduite incidentelle ou accidentelle, lors d'interventions de maintenance ou d'essais périodiques. Le lignage consiste donc en une configuration de robinets ou de registres en position ouverte, fermée ou toute autre position requise, ou de dispositifs d'obturation qui doivent être posés ou déposés. Une erreur de lignage d'un circuit est une manœuvre inadaptée (ouverture erronée d'un robinet par exemple) pouvant entraîner l'indisponibilité partielle ou totale d'une ou plusieurs fonctions de sûreté.

À la suite de l'accident de Fukushima, l'association WANO (the World association of nuclear operators) a recommandé de vérifier la conformité des dispositifs « casse-siphon » prévus dans les tuyauteries de refoulement du circuit de refroidissement PTR. Lors des contrôles réalisés fin 2011, l'exploitant de Cattenom a constaté l'absence de tels dispositifs dans les tuyauteries plongeant dans les piscines des réacteurs n° 2 et n° 3, qui n'avaient pas été percées. Les contrôles menés pour les autres réacteurs d'EDF n'ont pas révélé d'autre absence de dispositif « casse-siphon ».

Causes de l'absence des dispositifs « casse-siphon » à Cattenom

Les dispositifs « casse-siphon » figurent bien sur les plans d'étude et de réalisation. Il s'agit donc d'un écart survenu lors de la construction. L'événement datant de plus de 25 ans, sa cause exacte est difficile à déterminer. L'explication suivante a néanmoins été avancée par EDF : à la construction, après achèvement de la réalisation du circuit de refroidissement, celui-ci a été testé en pression ; la tuyauterie aurait ensuite dû être percée, ce qui n'a pas été réalisé. Par ailleurs, les contrôles de conformité aux plans de l'installation, réalisés avant la mise en service de l'installation, n'ont pas permis de détecter l'écart.

Lors d'une instruction menée par l'IRSN en 2002 concernant la sûreté de l'entreposage des assemblages combustibles irradiés en piscine, EDF s'était engagé à mettre en œuvre, sous six mois, un contrôle périodique de l'absence d'obturation des dispositifs « casse-siphon ». EDF a bien intégré dans ses programmes de maintenance préventive (fin 2009 pour les réacteurs de 900 MWe, août 2010 pour les réacteurs de 1300 MWe, avril 2011 pour les réacteurs de 1450 MWe) le contrôle périodique (tous les trois ans) de l'absence d'obturation des dispositifs « casse-siphon » équipant les tuyauteries du circuit PTR. Cependant, ces contrôles n'avaient pas encore été mis en application sur le site de Cattenom qui comporte quatre réacteurs de 1300 MWe.

Actions correctives

Les contrôles de conformité réalisés dans les piscines à la suite de la découverte de l'absence de casse-siphon pour deux réacteurs de la centrale de Cattenom ont montré que, pour les réacteurs de 900 MWe, de 1300 MWe et de 1450 MWe, les diamètres des casse-siphons sont conformes à l'attendu (20 mm), sauf pour les réacteurs n° 1 de Golfech (17 mm) et de Belleville (15 mm). Des contrôles de conformité des casse-siphons ont également été réalisés dans les piscines des bâtiments des réacteurs ; ils n'ont pas révélé d'écart.

Les dispositifs « casse-siphon » des tuyauteries de refoulement des circuits PTR des réacteurs n° 2 et n° 3 de la centrale de Cattenom ont été percés par des plongeurs spécialisés environ un mois après la détection de l'écart, réacteur en fonctionnement. Les casse-siphons des piscines des réacteurs n° 1 de Golfech et de Belleville ont également été mis en conformité environ un mois après la détection de l'écart.

Importance pour la sûreté

Une erreur de lignage ou une brèche dans un circuit connecté à la piscine d'entreposage pourrait entraîner une baisse incontrôlée du niveau d'eau. Pour limiter cette baisse, les pompes de refroidissement de la piscine sont alors arrêtées. Si la fuite est située plus bas que la piscine, un siphonage peut s'amorcer et la baisse de niveau se poursuivre.

En l'absence de dispositif « casse-siphon » et sans intervention des opérateurs de conduite, une telle vidange conduirait au dénoyage des assemblages combustibles entreposés puis à leur dégradation et à des rejets radioactifs dans l'environnement.

Suffisance du dispositif actuel

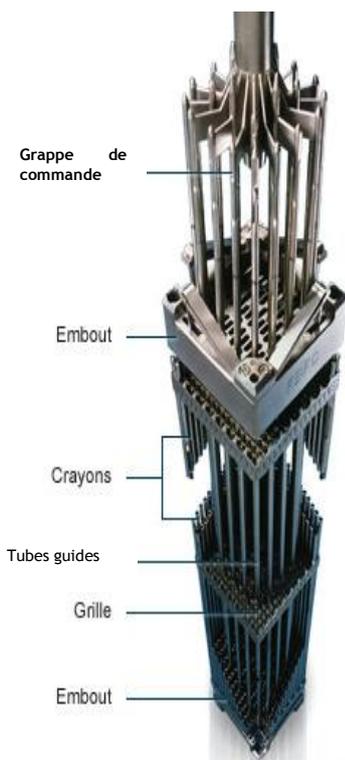
L'IRSN a demandé à EDF de montrer la suffisance des dispositifs « casse-siphon » actuels pour des vidanges plus sévères que celles envisagées à la conception. Les études réalisées par EDF ont montré que le diamètre actuel des dispositifs « casse-siphon » ne permettrait pas d'arrêter une vidange initiée par une rupture guillotine du collecteur principal du circuit PTR. De ce fait, EDF s'est engagé à augmenter, sur tous les paliers, avant mars 2014, la section de passage des dispositifs « casse-siphon ».

Par ailleurs, l'obturation d'un dispositif « casse-siphon » ne pouvant pas être exclue, l'IRSN a recommandé qu'EDF modifie la conception de la ligne de refoulement du circuit PTR, sur la base d'une diversification fonctionnelle, par exemple.

Faiblesse dans les moyens de surveillance des cœurs des réacteurs

La réaction nucléaire en chaîne dans le cœur d'un réacteur doit à tout moment être maîtrisée. Cela nécessite en particulier la surveillance du flux de neutrons par des dispositifs de mesure installés à proximité du cœur, y compris lorsque le réacteur est à l'arrêt. Or, cette surveillance a été mise en défaut lors de phases de chargement ou de déchargement du cœur. L'exploitant a donc pris des dispositions pour remédier à cette anomalie. L'analyse de l'IRSN a conclu à l'insuffisance de ces dispositions et a conduit à la demande d'une modification matérielle visant à prévenir un accident de criticité.

Pourquoi surveiller le flux neutronique quand le réacteur est à l'arrêt ?



Assemblage combustible

Même à l'arrêt, le cœur d'un réacteur émet des neutrons. Ces neutrons proviennent de la désintégration de produits de

fission présents dans les assemblages combustibles déjà irradiés et de la présence de sources de neutrons nécessaires aux démarrages du réacteur. A l'arrêt, le cœur doit rester sous-critique, c'est-à-dire que le nombre de neutrons ainsi produits doit demeurer inférieur au nombre de neutrons absorbés ou s'échappant du cœur. L'absorption des neutrons est assurée par le bore dissous dans l'eau du circuit primaire et par les grappes de commande qui s'insèrent dans les assemblages combustibles. Ainsi, toute diminution de la concentration du bore ou tout retrait de grappes de commande entraîne une augmentation du nombre de neutrons. Ces neutrons, s'ils devenaient trop nombreux, pourraient déclencher une réaction nucléaire en chaîne non maîtrisée et provoquer un accident de criticité. A l'arrêt, cet accident pourrait essentiellement entraîner l'irradiation de travailleurs situés dans le bâtiment

↳ Le **flux neutronique** désigne le nombre de neutrons traversant une surface d'un mètre carré pendant une seconde.

↳ Un **accident de criticité** est le déclenchement d'une réaction nucléaire en chaîne non maîtrisée au sein d'un milieu initialement sous-critique.

du réacteur et à terme provoquer une fusion de combustible.

Comment surveiller le flux neutronique quand le réacteur est à l'arrêt ?

Des détecteurs de neutrons appartenant aux « chaînes de mesure de flux - niveau source (CNS) », placés autour de la cuve, mesurent le nombre de neutrons s'échappant de la cuve. Si ce nombre augmente, alors le flux neutronique à l'intérieur du cœur du réacteur augmente également. Lorsque l'augmentation du flux dépasse un seuil défini, une alarme alerte l'opérateur d'une variation inattendue du flux. Cette alarme doit survenir suffisamment tôt pour laisser à l'opérateur le temps d'intervenir avant l'accident de criticité. Dans cette situation, l'opérateur met en œuvre les actions définies dans les procédures.

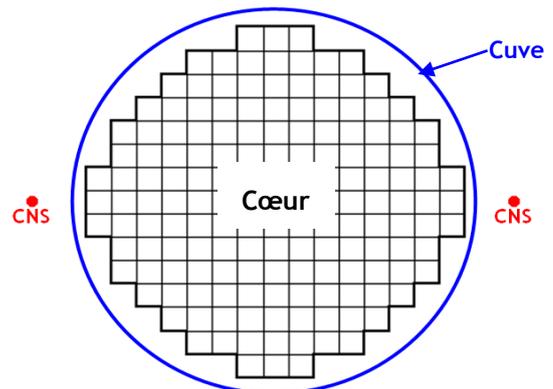
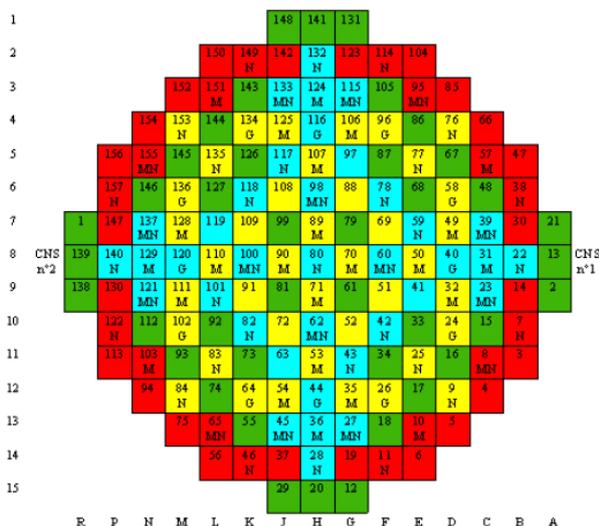


Schéma de localisation azimutale des CNS pour un réacteur de 900 MWe - vue de dessus

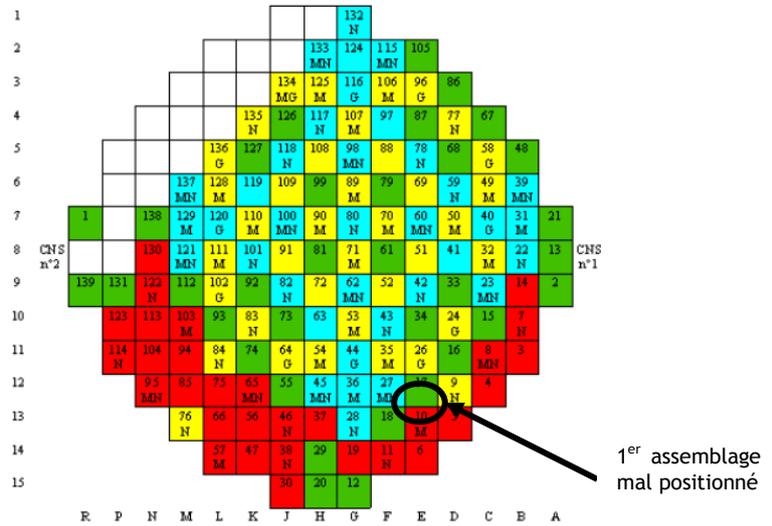
Les premiers doutes sur l'efficacité des « chaînes de mesure de flux - niveau source »

Le cœur d'un réacteur comporte des assemblages combustibles de différentes caractéristiques. Un plan de chargement définit la position exacte des assemblages combustibles dans le cœur. Il est conçu de manière à homogénéiser la distribution du flux neutronique dans le cœur, lorsque le réacteur est en fonctionnement. Ce plan de chargement doit être respecté pour pouvoir garantir la maîtrise de la réaction en chaîne quel que soit l'état de fonctionnement du réacteur.

En 2001, lors du rechargement du cœur d'un réacteur de Dampierre, une erreur de chargement d'un assemblage a provoqué des décalages de position pour 113 assemblages. Des calculs réalisés a posteriori ont mis en évidence une augmentation importante du flux neutronique que les CNS n'avaient pas détectée. Cette absence de détection par les CNS a été expliquée par EDF en 2005.



Plan de chargement prévu



Erreur dans la réalisation du plan de chargement en 2001

Pourquoi les CNS ne permettent-elles pas de détecter une augmentation du flux neutronique dans tous les cas ?

Les CNS sont situées à l'extérieur de la cuve et leur « champ de vision » des neutrons est relativement limité.

Si, de manière accidentelle, le nombre de neutrons augmente fortement dans certaines zones du cœur, les CNS peuvent y être peu sensibles, comme ce fut le cas lors de l'erreur de chargement à Dampierre en 2001.

Le flux mesuré par les CNS n'est pas toujours représentatif du niveau de flux à l'intérieur du cœur du réacteur. L'opérateur peut donc être alerté tardivement d'une augmentation anormale du flux neutronique.

Les dispositions prises par l'exploitant pour pallier l'« anomalie des CNS »

Lorsque le réacteur est à l'arrêt et la cuve ouverte alors que des assemblages combustibles sont présents dans celle-ci, l'augmentation du flux de neutrons peut être due à :

- une erreur de chargement ;
- un retrait de grappes de commande lors de la levée du couvercle ;
- une « dilution » (diminution de la concentration) du bore présent dans l'eau du circuit primaire.

Concernant les erreurs de chargement, l'exploitant a mis en place en 2003 une organisation permettant de prévenir tout mauvais positionnement d'assemblages combustibles. Néanmoins, il a démontré qu'une permutation d'assemblages combustibles ne conduirait pas à la criticité.

Concernant l'accident de retrait de grappes de commande, l'exploitant a démontré en 2003 que la concentration du bore était suffisante pour éviter un accident de criticité lors de la levée du couvercle.

Concernant la « dilution » du bore, l'exploitant a choisi en 2005 d'utiliser le dispositif existant de mesure en continu de la concentration de bore, appelé boremètre, pour détecter suffisamment tôt une diminution de la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire. Cet automate, raccordé au circuit d'échantillonnage du fluide primaire, assure désormais une fonction de sûreté. En cas de défaillance de cet automate, un chimiste réalise, toutes les 90 minutes, une mesure manuelle de la concentration du bore.

De l'instruction de l'IRSN à la décision de l'ASN

Les dispositions retenues par l'exploitant pour éviter un accident de criticité n'ont pas été remises en cause par l'IRSN en 2004 pour les situations d'erreur de chargement ou de retrait de grappes de commande.

En revanche, en 2011, l'examen par l'IRSN de la solution palliative à « l'anomalie des CNS » a conclu que la fiabilité des moyens de mesure de la concentration d'acide borique (en continu et en manuel) n'était pas suffisante (cf. avis sur le site IRSN : <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2011-00273-EDF-Palier-CPY-APR.aspx>). Dans ces conditions, l'IRSN a recommandé que l'exploitant étudie au plus tôt d'autres dispositions matérielles diversifiées et indépendantes du boremètre actuel. Aussi, en 2012, l'ASN a prescrit à EDF d'implanter une modification matérielle visant à prévenir l'apparition d'un accident de criticité en cas de « dilution » du bore contenu dans l'eau du circuit primaire. Dans l'attente d'une solution robuste, l'IRSN a recommandé la mise en œuvre, à court terme, d'actions visant à garantir un niveau de sûreté acceptable vis-à-vis du risque de criticité.

Solution définitive de traitement proposée par EDF

EDF a proposé d'installer un autre boremètre de conception différente sur un circuit permettant une mesure directe et rapide de la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire. EDF envisage la première installation de ce deuxième boremètre en 2017, puis sa généralisation à un rythme pouvant atteindre 13 réacteurs par an, si cela est industriellement faisable.

Dans l'attente de la mise en place de cette modification définitive, EDF a, conformément aux recommandations de l'IRSN, engagé des actions visant à diminuer le risque de « dilution », à améliorer la fiabilité du boremètre existant et à sensibiliser les opérateurs à l'importance du nouveau rôle du boremètre actuel, qui assure désormais une fonction de sûreté.

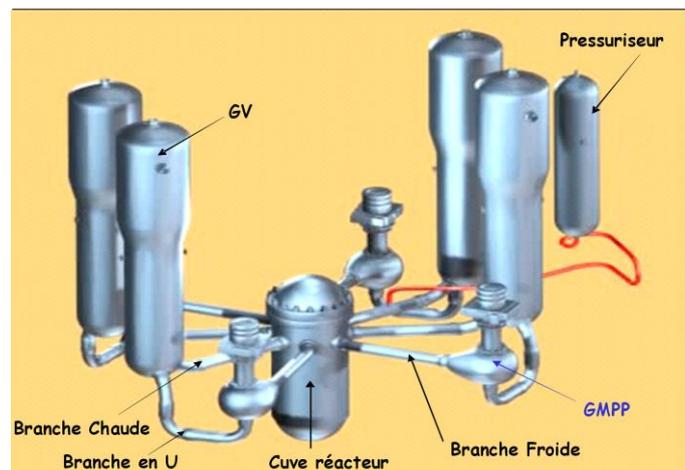
Départs de feu dans le local d'un groupe motopompe primaire à Penly 2

En avril 2012, un fonctionnement intempestif et prolongé d'une pompe du circuit d'huile d'un groupe motopompe primaire du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly a été constaté. Cumulé au serrage insuffisant d'une vis d'une bride du circuit d'huile, ceci a conduit à une fuite d'huile suivie de départs de feu et à une dégradation du groupe motopompe primaire. Une succession de défaillances techniques et humaines a alors entraîné une fuite d'eau du circuit primaire, qui a été collectée dans un réservoir prévu à cet effet.

À la suite de cet incident, EDF a immédiatement engagé des actions correctives que l'IRSN examinera en 2013 dans le cadre de l'analyse approfondie de cet incident.

Les groupes motopompes primaires

Les groupes motopompes primaires (GMPP) assurent la circulation de l'eau du circuit primaire dans les différentes boucles de ce circuit (branche chaude + branche en U + branche froide) et participent à la fonction de refroidissement du cœur du réacteur en transférant l'énergie calorifique du cœur aux générateurs de vapeur et aux circuits secondaires. En puissance, tout arrêt intempestif d'un GMPP, ou même tout ralentissement intempestif de celui-ci, entraîne l'arrêt automatique du réacteur (AAR).



Les réacteurs à eau sous pression français sont équipés de trois ou quatre GMPP selon leur puissance. Les réacteurs de 900 MWe possèdent trois GMPP. Les réacteurs de 1300 MWe (dont les réacteurs de la centrale de Penly) et ceux de 1450 MWe possèdent quatre GMPP.

Les GMPP sont des machines tournantes à axe vertical, dont la vitesse de rotation est d'environ 1500 tours par minute. Ils sont constitués d'un moteur électrique dont la lubrification est assurée par un circuit d'huile. Ce moteur entraîne un arbre et une roue, laquelle met en mouvement l'eau du circuit primaire. L'étanchéité entre l'arbre de la pompe et le moteur est assurée par un système de trois joints successifs dans lesquels de l'eau est injectée à contre-courant à haute pression afin d'éviter toute fuite d'eau du circuit primaire vers l'extérieur (voir la figure 3). Une partie de l'eau injectée aux joints entre dans le circuit primaire ; le reste est collecté et renvoyé dans deux circuits spécifiques (RCV, RPE). Les joints sont conçus pour fonctionner dans des conditions de température plus basses que celles de l'eau

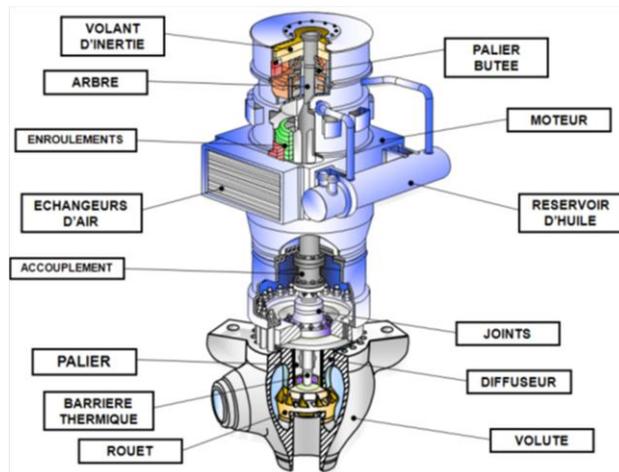


Figure 2 : Groupe motopompe primaire (GMPP)

du circuit primaire lorsque le réacteur est en fonctionnement. C'est pourquoi une protection thermique de ces joints est assurée par deux systèmes : l'injection d'eau froide à contre-courant à haute pression et un dispositif de refroidissement, appelé « barrière thermique » (voir la figure 4 et la photo 1), dont le rôle essentiel est de refroidir l'eau présente au niveau des joints, en cas de défaillance de l'injection d'eau froide à haute pression.

☞ **Circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV) :** circuit raccordé au circuit primaire qui permet principalement de maintenir la qualité de l'eau primaire, d'ajuster son volume et de régler sa teneur en acide borique.

☞ **Circuit des purges et évènements nucléaires (RPE) :** ce circuit collecte les effluents liquides et gazeux qui peuvent présenter une contamination radioactive et qui sont produits par les circuits et installations nucléaires.

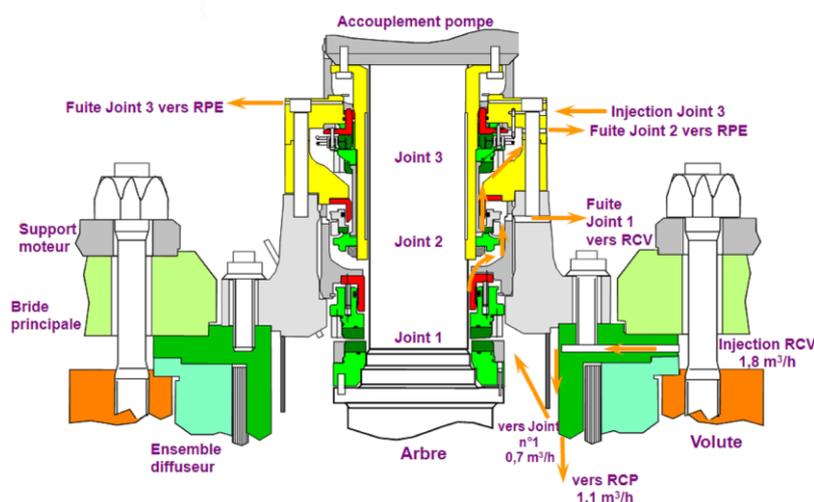


Figure 3 : Schéma de principe des joints d'un groupe motopompe primaire

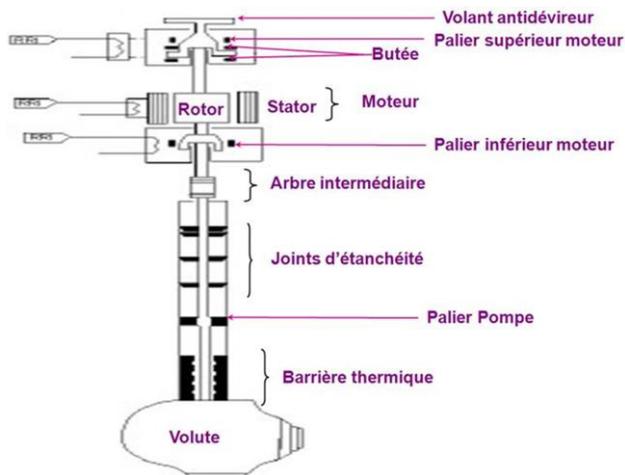
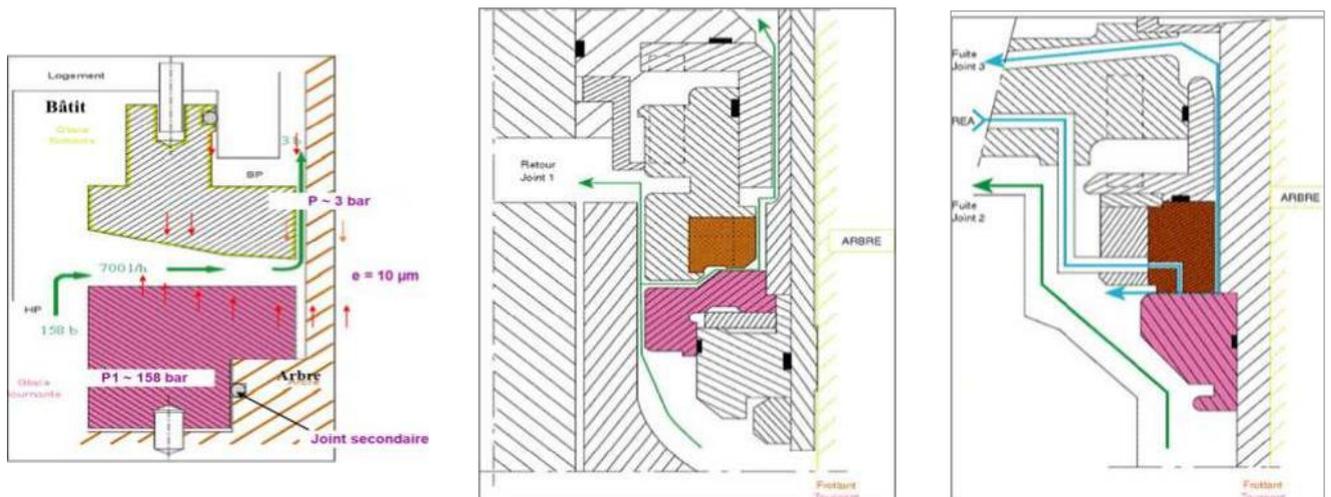


Photo 1 : Barrière thermique d'un GMPP

Figure 4 : Description d'un GMPP - schéma simplifié

Les joints d'un GMPP

Les trois joints successifs des GMPP doivent assurer l'étanchéité du circuit primaire. Pour obtenir cette étanchéité, de l'eau froide est injectée dans ces joints pour faire obstacle au fluide primaire chaud (représenté en vert sur les schémas ci-dessous). Les trois joints permettent par l'intermédiaire de trois fuites successives **contrôlées**, d'abaisser la pression de 155 bars (pression du circuit primaire) à la pression atmosphérique.



Descriptif du joint n° 1

- Le profil des faces est conçu pour qu'existe un jeu d'épaisseur constante ($e = 10 \mu\text{m}$), d'où une fuite contrôlée.
- Cet écartement de $10 \mu\text{m}$ est obtenu par l'équilibre des forces de pression sur l'anneau flottant (auto-stabilisant).
- Les faces ne doivent jamais entrer en contact.

Descriptif du joint n° 2

- Le joint n° 2 sert à faire barrage à la fuite du joint n° 1.
- Il s'agit d'un joint classique à surfaces frottantes.
- En cas de défaillance du joint n° 1, le joint n° 2 peut tenir un temps suffisant pour pouvoir arrêter les installations, grâce à un système de refroidissement appelé « barrière thermique ».

Descriptif du joint n° 3

- Le joint n° 3 sert à faire barrage à la fuite du joint n° 2.
- Il s'agit d'un joint classique à surfaces frottantes.
- Une injection d'eau du circuit REA au milieu des surfaces frottantes évite une remontée d'eau borée et contaminée provenant de la fuite du joint n° 2.

Figure 5 : Description du rôle des trois joints des groupes motopompes primaires

Circuit d'huile de soulèvement de l'arbre d'un GMPP

Un circuit d'huile assure la lubrification des paliers de chaque GMPP en service (régime hydrodynamique) ; un dispositif complémentaire d'injection d'huile sous haute pression, dit « de soulèvement », assure la présence d'un film d'huile sur le palier butée du GMPP (voir la figure 4) avant et pendant le démarrage, ainsi que lors de l'arrêt du moteur (régime hydrostatique).

☞ **Palier** : Organe utilisé en construction mécanique pour supporter et guider en rotation un arbre de transmission.

☞ **Palier butée** : Ce type de palier doit assurer le maintien de l'arbre dans le sens axial et résister à de fortes poussées axiales.

Lors de la phase de démarrage d'un GMPP, sa pompe à huile est mise en service automatiquement pour permettre le soulèvement de l'arbre. Après environ deux minutes et trente secondes de fonctionnement de cette pompe, le moteur du GMPP est mis sous tension. La pompe à huile s'arrête ensuite après une temporisation d'environ une minute.

Cette pompe est également utilisée lors de l'arrêt du GMPP pour permettre la lubrification des paliers pendant le ralentissement de la pompe. Dans ce cas, elle s'arrête après une temporisation de quinze minutes.

Le fonctionnement de la pompe à huile est donc associé aux séquences de démarrage et d'arrêt du GMPP.

Déroulement de l'incident

Dans la nuit du 3 au 4 avril 2012, le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly était en production ; la pompe à huile de soulèvement du GMPP n° 1 a alors démarré de manière intempestive. Le démarrage de cette pompe n'a pas été détecté par les opérateurs présents dans la salle de commande (SdC) ; cette pompe a donc fonctionné en continu jusqu'à l'arrêt automatique du GMPP le 5 avril vers midi.

Avant l'arrêt automatique du GMPP, une alarme signalant un niveau bas dans le réservoir d'huile de lubrification du GMPP n° 1 est apparue en SdC. Deux minutes plus tard, des alarmes « incendie », activées par des détecteurs situés dans les locaux de ce GMPP, se sont allumées en SdC (la fuite d'huile à proximité de composants très chauds (environ 300 °C) a occasionné des départs de feu). Vingt minutes plus tard, la séquence d'arrêt de ce même GMPP s'est déclenchée automatiquement à la suite d'une alarme de température excessive de l'un des paliers de l'arbre du moteur, du fait de la perte d'une partie notable de la charge d'huile de ce même moteur. L'arrêt du GMPP a été suivi de l'arrêt automatique du réacteur. Les opérateurs ont conduit le réacteur selon les procédures de conduite incidentelle et accidentelle.

Après l'appel des services de secours extérieurs, les équipes internes d'intervention contre l'incendie ont été gréées. Le Plan d'urgence interne (PUI) conventionnel a été activé au début de l'après-midi. Les équipes d'intervention d'EDF et des sapeurs-pompiers extérieurs sont entrés à plusieurs reprises dans le bâtiment du réacteur pour éteindre, à l'aide d'extincteurs, les départs de feu et réaliser diverses actions de prévention et de surveillance.

☞ **Plan d'urgence interne (PUI) conventionnel** : il définit une organisation de crise locale mise en œuvre pour un accident non radiologique (incendie, blessés, explosion d'origine électrique...) ne concernant pas la sûreté de la partie nucléaire de la centrale.

Au cours de l'arrêt du GMPP n° 1, un isolement automatique de la ligne de retour de fuite du joint n° 1 a eu lieu en raison d'un débit de retour de fuite élevé, probablement du fait de la dégradation du joint n° 1 (voir la figure 3 - « Fuite du joint n° 1 vers le circuit RCV » et le descriptif du joint n° 1 sur la figure 5). Toutefois, l'injection d'eau froide aux joints des quatre GMPP n'a pas été interrompue, notamment pour le GMPP n° 1 à l'arrêt, où la pression de l'eau injectée s'est donc reportée sur le joint n° 2. Vers dix-huit heures, EDF, craignant que le joint n° 2 du GMPP à l'arrêt ne résiste pas à la pression, a décidé de rouvrir la ligne de retour de fuite du joint n° 1 en direction du circuit RCV pour soulager le joint n° 2. Or, la vanne située sur cette ligne de retour de fuite avait perdu son étanchéité interne, du fait probablement de l'arrivée de particules provenant du joint n° 1 endommagé.

La tentative infructueuse de réouverture de cette vanne a alors provoqué une fuite d'eau primaire qui a été collectée dans un réservoir du circuit des purges et événements nucléaires (RPE) prévu, entre autres, à cet effet à la conception.

L'application des procédures de conduite incidentelle et accidentelle a permis de réduire progressivement la fuite primaire au travers du joint n° 2 par la dépressurisation du circuit primaire. Le réacteur n° 2 a atteint un état d'arrêt stable dans la nuit du 5 au 6 avril 2012. Peu après, le PUI conventionnel a été levé faisant suite à la confirmation de l'extinction du feu.

Cet incident, qui n'a pas eu de conséquence sur l'environnement, a été classé au niveau 1 de l'échelle internationale de gravité des événements nucléaires INES (International Nuclear Event Scale).

Origine de la fuite d'huile

Lors des expertises réalisées sur le GMPP n° 1, il a été constaté qu'un joint d'une bride du circuit d'huile de la pompe de soulèvement était sorti de sa position initiale (voir la photographie 2). Le contrôle du serrage des quatre vis de la bride défaillante a mis en évidence un serrage insuffisant d'une des quatre vis, située au plus près de la fuite. Après dépose de la tuyauterie, le contrôle du joint a montré qu'il était bien placé dans sa gorge, mais qu'il était sectionné au niveau de la vis qui présentait un serrage insuffisant.

L'hypothèse retenue par EDF est que le fonctionnement prolongé de la pompe de soulèvement avec un serrage insuffisant d'une vis a conduit à une déformation excessive du joint puis à sa rupture.



Photographie 2 : Joint sorti de sa position initiale

Origine de la dégradation du joint n° 1

Peu après midi, une augmentation du débit de retour de fuite du joint n° 1 et une baisse de sa perte de charge ont été constatées, ce qui est significatif d'une ouverture conséquente du joint. Son endommagement a été effectivement confirmé lors de l'expertise du GMPP. Cependant, la cause précise de cet endommagement n'a pas été identifiée à ce jour. Cette question est en cours d'examen à l'IRSN dans le cadre de l'analyse approfondie de l'incident mentionnée au début de cet article.

Les actions correctives engagées par EDF

À la suite de l'incident, le GMPP n° 1 du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly a été remplacé dans son intégralité, à l'exception de la volute, et un contrôle du serrage de l'ensemble des vis des brides du circuit d'huile pour tous les GMPP a été réalisé sur les deux réacteurs de cette centrale nucléaire.

EDF a ensuite élaboré et mis en œuvre, avant le redémarrage du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly, un programme de requalification partielle du circuit primaire. Ce programme a défini les actions à engager (examens visuels, ressuages, répliques métallographiques, nettoyage et remplacements des pièces de rechange) à la suite de l'incident.

De plus, afin de déterminer les causes précises des défaillances matérielles survenues, EDF a réalisé des expertises du GMPP n° 1, de la cellule électrique de la pompe de soulèvement et des vannes situées sur la ligne de retour de fuite du joint n° 1 pour les quatre GMPP.

EDF a également examiné l'effet possible de l'augmentation de pression dans la ligne de retour de fuite du joint n° 1 du GMPP défaillant sur les joints n° 1 des trois autres GMPP.

Une vérification du bon serrage des brides du circuit d'huile a de plus été réalisée lors des arrêts pour rechargement des différentes tranches du parc électronucléaire français au titre du retour d'expérience.

Enfin, EDF étudie la faisabilité d'un dispositif de détection en salle de commande de la mise en service de la pompe de soulèvement de chacun des GMPP.

Contour de l'analyse approfondie par l'IRSN de cet incident

En 2013, l'IRSN examinera la pertinence et la suffisance des actions engagées par EDF dans le cadre d'une analyse approfondie de cet incident. Les premiers éléments recueillis sur les causes, le déroulement et les conséquences de l'incident, montrent que l'analyse de celui-ci présente un grand intérêt, notamment pour ce qui concerne :

- la conduite du repli du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly jusqu'à un état d'arrêt sûr ;
- les raisons des défaillances matérielles constatées, en particulier celle du joint n° 1 du GMPP n° 1 ;
- les conditions d'intervention du personnel, y compris les prestataires et les secours extérieurs, en termes de radioprotection ;
- l'efficacité des moyens de détection de l'incendie et des actions enclenchées lors de l'incident par EDF pour y faire face ;
- les aspects génériques de cet événement.

Dans le cadre de l'analyse approfondie, des échanges techniques sont prévus entre l'IRSN et les personnels de la centrale de Penly ayant géré l'événement d'une part, les services centraux d'EDF d'autre part. L'objectif de cette analyse approfondie est de tirer tous les enseignements de cet événement, qui seront partagés avec les autorités de sûreté et les exploitants, tant en France qu'à l'étranger.

Déversement d'eau du circuit primaire dans le bâtiment du réacteur de Cruas 4

En juin 2012, deux interventions humaines inappropriées ont entraîné la mise sous pression et une montée en température du système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur n° 4 de la centrale de Cruas, puis l'ouverture de plusieurs soupapes de protection de ce système. Une quantité importante d'eau radioactive du circuit primaire s'est alors déversée dans le bâtiment du réacteur sans entraîner de rejets à l'extérieur. Le réacteur a été mis à l'arrêt et EDF a effectué les travaux nécessaires pour assainir le bâtiment du réacteur, contrôlé l'état de l'installation et remplacé les matériels endommagés. Compte tenu des conséquences potentielles d'une telle succession d'événements, l'IRSN a examiné la pertinence et la suffisance des actions d'EDF.

Le système affecté par l'événement

Le système de contrôle chimique et volumétrique (RCV) assure la maîtrise du volume et de la chimie de l'eau du circuit primaire (« fluide primaire »).

Lors du fonctionnement normal du réacteur, il permet de maintenir un niveau approprié d'eau dans le pressuriseur (équipement qui met sous pression le fluide primaire du réacteur) par retrait ou apport d'eau.

Ainsi, le système RCV comporte une tuyauterie de prélèvement d'eau dans le circuit primaire, appelée « ligne de décharge », et une tuyauterie de retour d'eau dans le circuit primaire, appelée « ligne de charge » ; une tuyauterie supplémentaire, appelée « ligne de soutirage excédentaire », peut être utilisée en cas d'indisponibilité de la ligne de décharge.

Un réservoir tampon permet d'« absorber » la différence de débit entre la charge et la décharge et de faire varier le volume d'eau dans le circuit primaire. Lorsque le niveau dans ce réservoir est trop bas, par exemple en cas d'isolement de la ligne de décharge, la ligne de charge est automatiquement alimentée par un autre réservoir (la « bache PTR »).

Le système RCV assure de plus la filtration et la purification du fluide primaire et permet l'injection des produits chimiques destinés principalement à la prévention de la corrosion du circuit primaire. Il est protégé des surpressions par des soupapes.

La circulation du fluide primaire dans le système RCV est assurée par trois pompes dites « pompes de charge », dont une seule est en service lors du fonctionnement normal du système. Avant d'être filtré et purifié, le fluide primaire est refroidi par le système de refroidissement intermédiaire (RRI) au moyen d'échangeurs.

Pour les réacteurs de 900 MWe, le système RCV assure également l'injection d'eau sous haute pression aux joints des pompes primaires (il s'agit des joints qui assurent l'étanchéité entre l'arbre et le corps des pompes primaires).

↳ Les joints qui assurent l'étanchéité de l'arbre des pompes primaires doivent être alimentés en eau en permanence pour assurer cette étanchéité et leur refroidissement (voir l'article sur le GMPP de Penly 2, page 41 de ce rapport).

Déroulement de l'événement

Le 3 juin 2012, alors que le réacteur n° 4 de la centrale de Cruas était en phase de redémarrage après son arrêt annuel pour maintenance et rechargement de combustible, une intervention a été réalisée sur la vanne à 3 voies de la ligne de soutirage excédentaire du système RCV.

↳ Une vanne à 3 voies comporte une entrée et deux sorties (dans le cas présent : RCV et RPE) ; elle peut ainsi orienter le fluide qui la traverse vers l'une ou l'autre des tuyauteries qui lui sont connectées.

Au cours de l'intervention, la vanne a été mise dans une position incorrecte (première erreur), ce qui a conduit à envoyer la fraction de débit de fluide primaire traversant la vanne au système de collecte des effluents primaires (RPE) au lieu du système RCV.

Cette situation a entraîné une perte de fluide primaire supérieure à la valeur autorisée en fonctionnement normal, détectée dans le cadre du bilan périodique des fuites primaires.

↳ Bilan périodique des fuites primaires

Le fluide primaire assure le refroidissement du cœur du réacteur ; à cette fin son volume doit être maîtrisé. Cependant des fuites peuvent se produire en cas d'inétanchéité de matériels tels que vannes ou brides. Un bilan de ces fuites est donc effectué régulièrement par les opérateurs à partir de la mesure de l'ensemble des débits entrant et sortant du circuit primaire.

En application des procédures, l'équipe de conduite a alors suspendu les opérations de redémarrage du réacteur.

Diagnostiquant un problème concernant la ligne de décharge, les opérateurs ont isolé cette dernière, ce qui a entraîné le basculement automatique de l'alimentation de la ligne de charge vers la « bêche PTR ». Parallèlement, afin de maintenir le niveau d'eau constant dans le circuit primaire, les opérateurs ont mis en service le soutirage excédentaire.

Or, du fait de la position fermée d'une vanne du système de réfrigération de la ligne de soutirage excédentaire (deuxième erreur), cette ligne n'était pas refroidie par le circuit RRI. La température puis la pression se sont élevées dans le système RCV et le système RPE, entraînant l'ouverture de plusieurs soupapes de protection. L'eau qui s'échappait par ces soupapes s'est déversée dans un réservoir dédié, le réservoir de décharge du pressuriseur, situé dans le bâtiment du réacteur. Au bout d'un certain temps, ses membranes de protection se sont rompues, entraînant le déversement de 140 m³ de fluide primaire dans le bâtiment du réacteur sans rejet à l'extérieur.

↳ Le déversement d'eau primaire dans le bâtiment du réacteur peut conduire au noyage ou à l'aspersion d'équipements importants pour la sûreté et entraîner leur dégradation : ce sont les conséquences d'une inondation interne.

Par ailleurs, sous l'effet de l'augmentation de la température, un filtre situé sur la ligne de soutirage excédentaire s'est dégradé, entraînant la dissémination de débris dans le circuit RCV jusqu'à la pompe de charge alors en service qui n'a toutefois pas été détériorée. Un organe de restriction de débit a également été obstrué sur la ligne de retour des joints des pompes primaires, contribuant à sa mise sous pression.

Au cours de la mise à l'arrêt du réacteur, la vitesse de refroidissement du circuit primaire et la différence de température entre les deux extrémités de la ligne d'expansion du pressuriseur (qui relie cet équipement à la tuyauterie primaire) ont dépassé les limites fixées pour éviter d'endommager le circuit.

Après localisation de l'origine des fuites de fluide primaire, l'exploitant est intervenu dans le bâtiment du réacteur pour remettre la vanne à 3 voies dans la configuration correcte et rétablir le refroidissement de la ligne

de soutirage excédentaire. Les lignes de charge et de décharge ont ensuite été remises en service et le soutirage excédentaire a été arrêté, stabilisant ainsi le réacteur dans un état sûr. L'exploitant a alors pu procéder aux contrôles et aux remises en conformité nécessaires de l'installation.

Les actions correctives d'EDF

EDF a mis en œuvre un important programme de contrôles et de maintenance des équipements du circuit RCV qui avaient été soumis à l'augmentation de pression et de température. Le programme de contrôles a aussi porté sur le système RPE et le circuit primaire qui avaient été traversés par des débris provenant de la dégradation du filtre ainsi que sur les systèmes affectés par le déversement de fluide primaire dans le bâtiment du réacteur, ce qui a représenté au total plus d'une centaine d'équipements. L'exploitant a procédé en particulier au remplacement de la pompe de charge exposée aux débris et au remplacement des filtres encrassés par ces débris. Il a effectué la remise en conformité des joints des pompes primaires et a vérifié les dispositifs de supportage de la ligne de soutirage excédentaire compte tenu des dilatations dues aux variations de température qu'ils avaient pu subir. Enfin, EDF a procédé à l'assainissement du bâtiment du réacteur.

Par ailleurs, EDF a mené une analyse dite « analyse de nocivité » afin d'identifier la nature et les risques d'impact des débris sur le système RCV et le circuit primaire, et réalisé des contrôles pour s'assurer de l'absence de débris susceptibles d'être nocifs dans les tuyauteries et les équipements des systèmes affectés.

Le réservoir de collecte des effluents primaires RPE, qui avait subi une pression de l'ordre du double de sa pression de dimensionnement, a été soumis à une épreuve hydraulique pour vérifier son étanchéité à une pression supérieure à sa pression de service. Un contrôle par ressuage de l'ensemble des soudures du réservoir a été réalisé. Des contrôles dimensionnels de la virole du réservoir ont également été réalisés pour vérifier l'absence de déformation de cette virole.

La tenue mécanique de l'échangeur de chaleur placé sur la ligne de soutirage excédentaire, qui a subi un choc thermique du fait de la défaillance de son circuit de réfrigération, a été analysée par EDF. La partie interne de l'échangeur, qui assure l'étanchéité entre le circuit de réfrigérant et le circuit à refroidir, a fait l'objet d'un examen télévisuel et d'une épreuve hydraulique pour vérifier l'étanchéité interne de l'appareil.

↳ Une **épreuve hydraulique** est un essai de mise sous une pression supérieure à la pression de service d'un équipement ou d'un système, destiné à vérifier l'absence de dégradation de ses propriétés (déformation, étanchéité...).

↳ Un **ressuage** est un contrôle non destructif qui permet de détecter les éventuels défauts de surface d'une pièce, par exemple des fissures, au moyen d'un révélateur chimique déposé sur sa surface.

↳ Un **examen télévisuel** est un examen visuel réalisé au moyen d'une caméra ; il est notamment utilisé pour inspecter des zones inaccessibles pour des raisons d'exigüité ou de radioprotection.

De plus, EDF a mené une analyse mécanique de la ligne d'expansion du pressuriseur, qui avait été soumise lors de l'événement à une différence de température nettement supérieure à la valeur maximale autorisée par les spécifications techniques d'exploitation. EDF a ainsi vérifié que, dans cette situation, les contraintes et les déformations maximales jugées acceptables pour cette ligne n'avaient pas été dépassées.

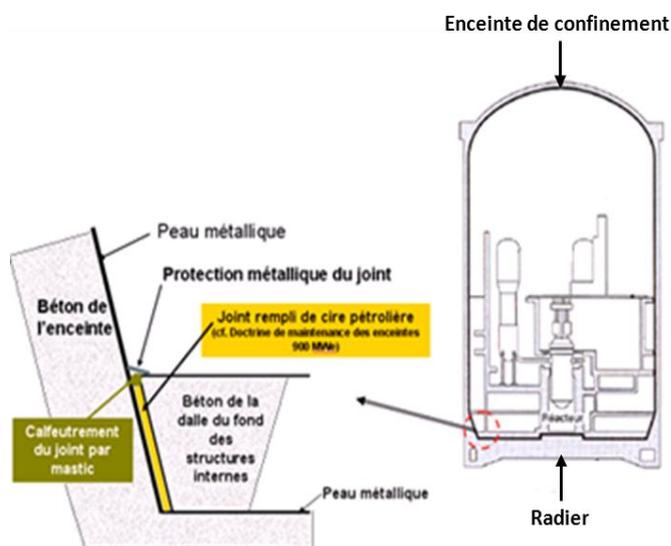
Enfin, EDF a modifié la procédure de réglage de la vanne à 3 voies pour préciser le mode opératoire, et organisé des échanges pédagogiques avec les équipes d'intervention, au cours desquels les principes et dispositions à suivre pour réaliser ces réglages (analyse de risques et requalification) ont été rappelés. EDF a également fait évoluer ses procédures de « lignage », c'est-à-dire la position correcte des vannes, et a rappelé aux équipes EDF les exigences applicables à ces lignages.

Les conclusions de l'analyse de l'IRSN

Dans son avis (consultable sous <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2012-00357-EDF-Cruas4.aspx>), l'IRSN a examiné l'analyse menée et les résultats des contrôles réalisés par EDF concernant le réservoir de collecte des effluents primaires et l'échangeur de soutirage excédentaire en vue de vérifier leur étanchéité, ces équipements ayant un rôle de confinement du fluide primaire (radioactif). Il a également examiné les résultats des contrôles et la remise en état des équipements des systèmes affectés par l'événement.

Par ailleurs, compte tenu des conséquences possibles des sollicitations thermiques subies par la ligne d'expansion du pressuriseur, l'IRSN a porté une attention particulière à l'analyse menée par EDF pour vérifier la tenue mécanique de cette ligne.

L'IRSN a estimé que les résultats des analyses, contrôles et mises en état effectués par l'exploitant étaient acceptables. Il a toutefois souligné la nécessité d'un assainissement soigné du bâtiment du réacteur et d'un recensement exhaustif des équipements et de leurs ancrages qui ont été aspergés ou immergés lors de l'événement. En effet, le fluide primaire qui a débordé dans le bâtiment du réacteur, présente un caractère corrosif, notamment pour certains aciers.



Réacteur de 900 MWe - Joint en partie basse du bâtiment du réacteur

L'IRSN a de plus recommandé qu'un contrôle de l'état du calfeutrement, réalisé par du mastic, assurant l'étanchéité du bâtiment du réacteur au droit du joint entre le radier des structures internes et l'enceinte de confinement, soit réalisé. En effet, une détérioration de ce calfeutrement pourrait permettre la pénétration d'eau dans le joint jusqu'à la peau métallique qui pourrait alors être corrodée sans que cela soit visible ou même contrôlable. Une telle corrosion, si elle se développait, pourrait affecter la fonction de confinement de l'enceinte.

Compte tenu de l'impact de l'événement sur de nombreux équipements importants pour la sûreté du réacteur, l'IRSN avait également souligné que les actions de remise en conformité de l'installation ne pouvaient pas être considérées comme des actions courantes de maintenance ; une vérification approfondie de la qualité des travaux réalisés et des requalifications associées a été réalisée par EDF avant le redémarrage du réacteur. Le contrôle par sondage du calfeutrement du joint, c'est-à-dire en un certain nombre de points, qui a été effectué par l'exploitant n'a pas mis en évidence de présence d'eau dans le joint.

Défauts découverts dans les parois des cuves des réacteurs belges de Doel 3 et Tihange 2

Lors de contrôles réalisés durant l'été 2012 pendant les arrêts des réacteurs belges n° 3 de la centrale de Doel et n° 2 de la centrale de Tihange, l'exploitant a détecté des défauts dans les parois des cuves de ces réacteurs. L'analyse des résultats de ces contrôles a mis en évidence plusieurs milliers d'indications attribuables à la présence de défauts de fabrication et non détectés jusqu'alors. Cette découverte a naturellement conduit l'IRSN à s'interroger sur la possibilité de l'existence de défauts analogues dans les parois des cuves des centrales françaises.

La cuve du réacteur qui contient le cœur de celui-ci est un élément essentiel des centrales électronucléaires, qui ne peut pas être remplacé. En conséquence, sa conception, sa fabrication, sa réception et son suivi en service font l'objet de dispositions de contrôle particulièrement exigeantes.

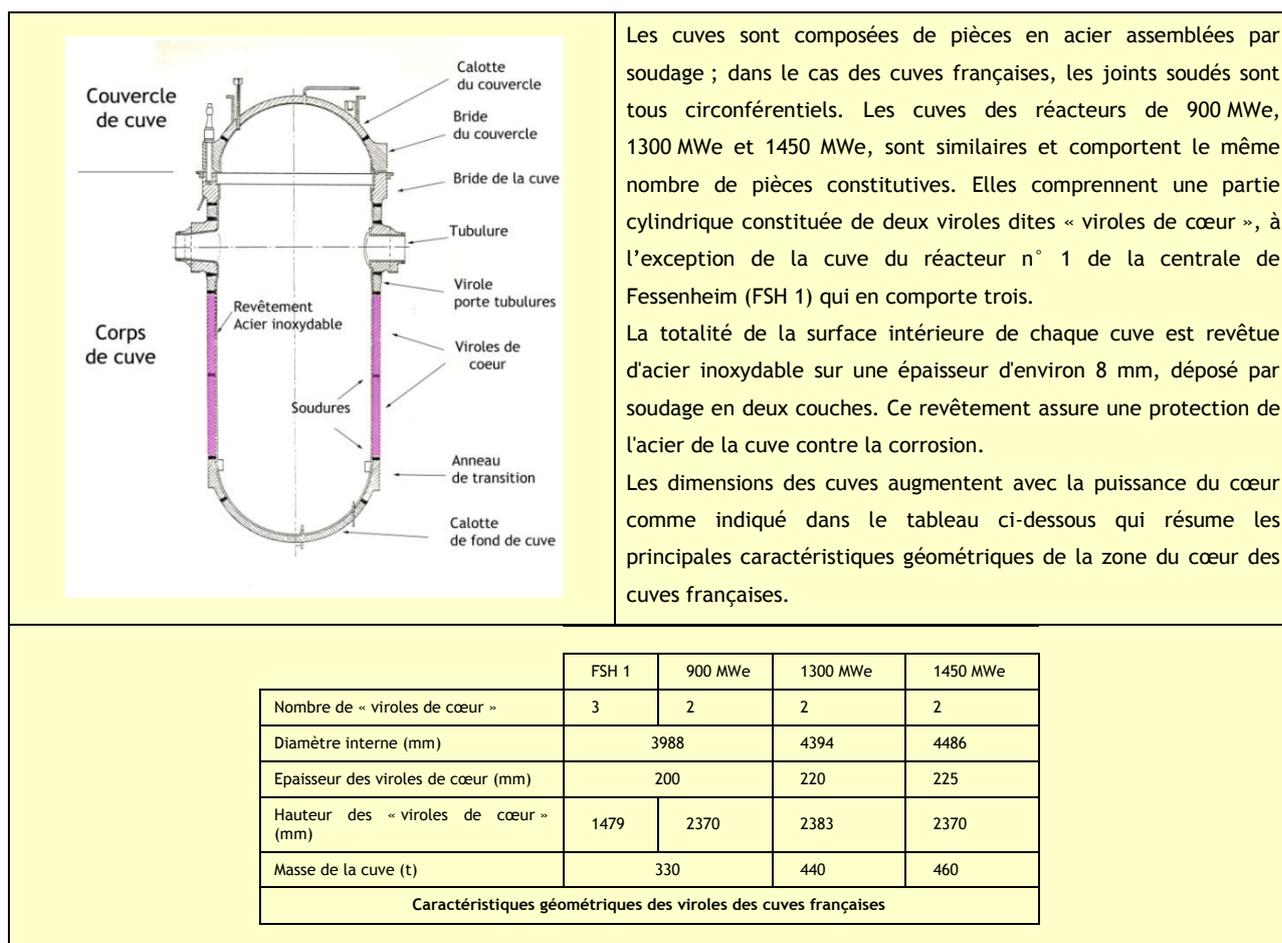


Figure 1 : Pièces constitutives d'une cuve

Fabrication

Toutes les cuves des centrales françaises ont été fabriquées par la société FRAMATOME à partir de pièces forgées fournies presque exclusivement par la société CREUSOT-LOIRE : celle-ci a fourni en particulier toutes les viroles des cuves.

A partir de lingots coulés en aciérie, les viroles des cuves sont obtenues par un procédé complexe comportant différentes opérations de mise en forme, réalisées à chaud :

- le « chutage » - découpe des extrémités d'un lingot - permet d'éliminer les zones contenant des impuretés,
- le perçage du lingot (dans le cas d'un lingot plein),
- l'étréage de l'ébauche sur mandrin,
- le « bigornage » (accroissement du diamètre intérieur d'une pièce cylindrique creuse).

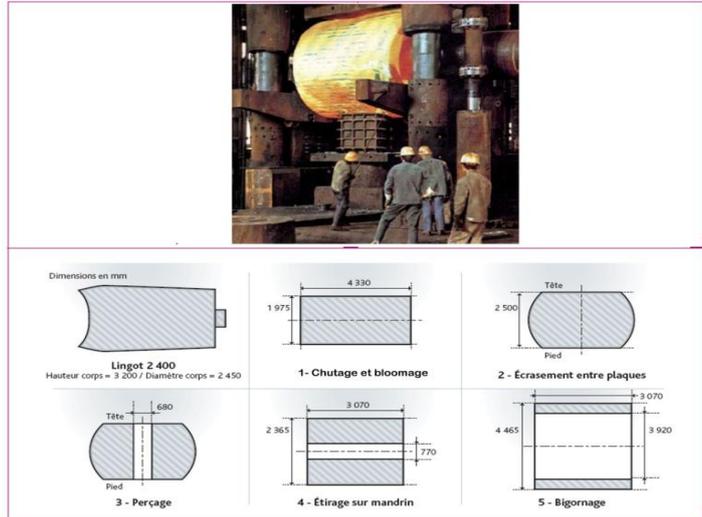


Figure 2 : Opérations successives de forgeage d'une virole pour un réacteur de 900 MWe à partir d'un lingot plein

Au cours de ces opérations, la plupart des impuretés et des ségrégations majeures sont éliminées. Les pièces forgées sont ensuite contrôlées dans leur totalité par ultrasons afin d'y rechercher la présence éventuelle d'autres défauts qui pourraient, le cas échéant, aller jusqu'à conduire au rebut de la pièce. Les différentes pièces sont ensuite assemblées par soudage circonférentiel et un contrôle de l'intégralité des soudures est réalisé en utilisant deux procédés différents (par radiographie et par ultrasons).

↳ Les **ségrégations** sont des hétérogénéités des concentrations locales d'espèces chimiques.

Le revêtement en acier inoxydable est déposé par soudage sur la paroi interne des différents tronçons constitutifs de la cuve. La cuve terminée fait l'objet d'une épreuve hydraulique en usine (épreuve requise par la réglementation française).

Défauts détectés dans les parois des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2

Durant l'été 2012, des contrôles ont été effectués pour la première fois en Belgique sur l'intégralité de la surface interne de la zone de cœur des cuves des réacteurs Doel 3 et Tihange 2. Ces contrôles visaient à rechercher d'éventuels défauts sous revêtement (DSR) dans les vingt-cinq premiers millimètres à partir de la paroi interne, zone où se situent les DSR lorsqu'ils existent (voir la figure 3). Pour les cuves françaises, de tels contrôles sont réalisés systématiquement tous les dix ans depuis la mise en service des réacteurs.

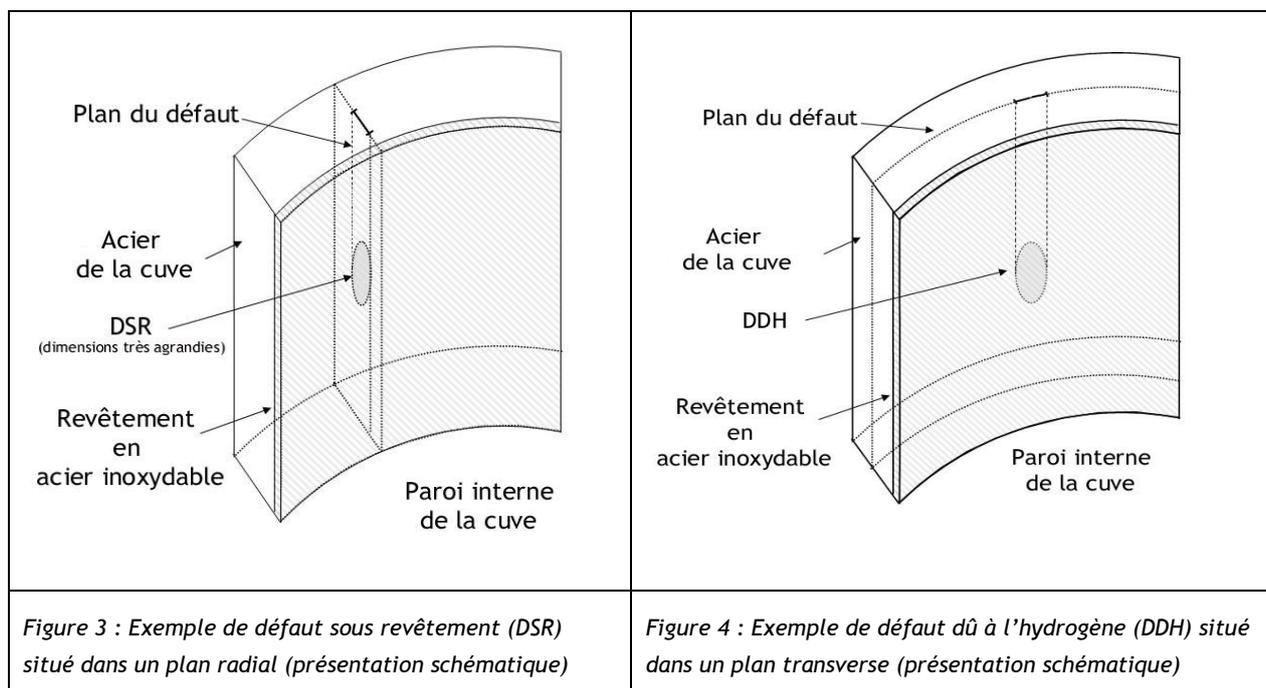
De multiples indications de défauts ne correspondant pas à des DSR ont alors été détectées et des investigations complémentaires portant sur la totalité de l'épaisseur des cuves ont été décidées par l'exploitant. Ces investigations ont mis en évidence environ 8 000 indications dans la zone de cœur de la cuve de Doel 3 et 2 000 indications dans la zone de cœur de la cuve de Tihange 2. Il est à noter que ces cuves ont été fabriquées et contrôlées entre 1974 et 1978 en respectant les prescriptions du code américain de conception et de construction (ASME édition 1974).

L'exploitant a attribué ces indications à des défauts datant de la fabrication, dus à la présence dans l'acier d'hydrogène provenant de l'élaboration du métal (DDH - voir la figure 4). Cependant, les documents de l'époque ne

mentionnent pas la présence de telles indications qui auraient dû être détectées et notées dans les procès-verbaux de contrôle de fabrication. L'exploitant suppose qu'une erreur humaine est à l'origine de cette situation qui laisse ouverte la question de la présence de ces défauts dès la fabrication.

Il convient de préciser que le fabricant des viroles des cuves de Doel 3 et de Tihange 2 n'existe plus aujourd'hui et n'a pas fabriqué de viroles pour les cuves des centrales françaises.

Les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 ont été maintenus à l'arrêt et l'exploitant a mené entre juillet et décembre 2012 des études visant à justifier l'aptitude au service des cuves concernées. Fin 2012, il a transmis à l'autorité de sûreté nucléaire belge deux rapports de synthèse rassemblant l'ensemble des éléments techniques sur ce sujet, dans l'objectif d'obtenir un accord pour le redémarrage de ces réacteurs. L'autorité de sûreté a demandé des compléments et l'autorisation de redémarrage a été finalement donnée le 17 mai 2013 ; les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 ont redémarré au début du mois de juin 2013 (<http://fanc.fgov.be/fr/news/reacteurs-des-centrales-de-doel-3-et-tihange-2-bilan-du-redemarrage/625.aspx>).



Les DSR peuvent se produire lors du soudage du revêtement en acier inoxydable lorsque le conditionnement thermique prévu par le mode opératoire de soudage appliqué n'est pas suffisant. Il s'agit de défauts plans perpendiculaires à la paroi interne de la cuve (voir la figure 3), correspondant à une microfissuration de l'acier de celle-ci. Ces défauts sont situés juste sous le revêtement.

Les DDH peuvent apparaître lorsque le taux d'hydrogène dans le métal est localement trop élevé; ils sont en général associés à des zones de ségrégation. Ils se présentent sous la forme de multiples microfissures orientées presque parallèlement à la paroi interne de la cuve (voir la figure 4).

Les contrôles des cuves pratiqués en France visent à détecter des défauts et à surveiller leur évolution en service. Ces examens viennent en complément des épreuves hydrauliques réglementaires réalisées à 206 bars selon une périodicité décennale. Pour les viroles de cœur, les contrôles sont de plusieurs types :

- un examen télévisuel de 100 % de la surface interne de la cuve, avec enregistrement des images, à l'aide de caméras embarquées sur la machine d'inspection en service : cet examen est pratiqué depuis la fin des années 70 lors de la visite complète initiale ainsi que lors de la première visite complète qui a lieu au plus tard 30 mois après la première épreuve hydraulique du circuit primaire, puis lors des visites décennales. Il vise à détecter des dommages visibles en surface (chocs, usure, arrachements de métal...);
- un examen par ultrasons des soudures des viroles : il s'agit d'un examen volumique de toute l'épaisseur des soudures, qui concerne le métal déposé ainsi que les zones adjacentes du métal de base de part et d'autre de la soudure sur une longueur de 50 mm. L'examen vise à détecter des défauts

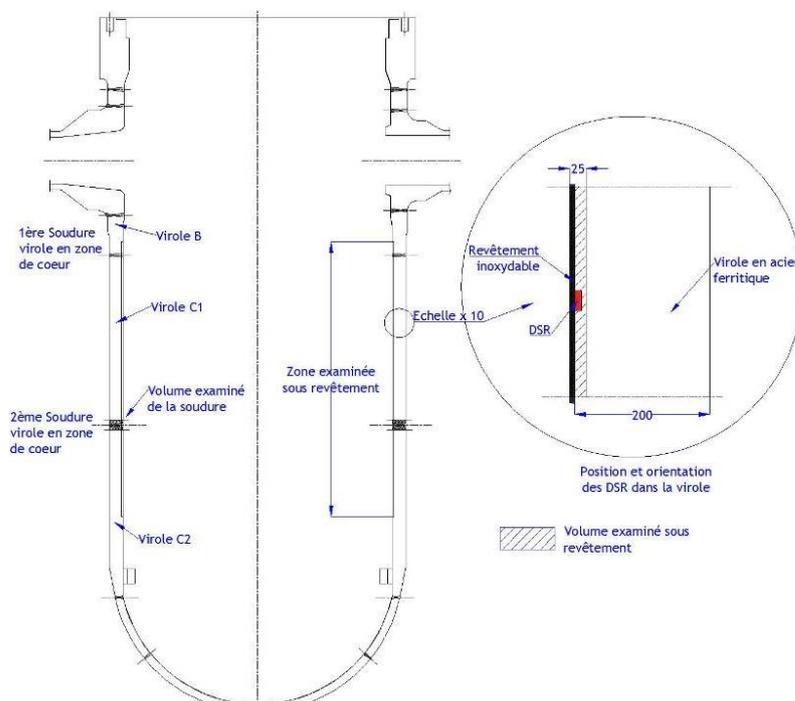


Figure 5 : Zone des viroles du cœur contrôlées par ultrasons

perpendiculaires à la paroi interne de la cuve, mais aussi des défauts parallèles à cette paroi. Cet examen est pratiqué depuis la fin des années 70 suivant la même périodicité que les examens télévisuels ;

- un examen de la zone du cœur, pour y rechercher des défauts sous revêtement (DSR) : il est pratiqué en France depuis 1999, à l'occasion des visites décennales des réacteurs, selon une méthode de contrôle qualifiée ; il concerne toutes les soudures et toute la paroi interne des viroles dans les parties les plus irradiées de la cuve, sur 25 millimètres d'épaisseur à partir de la paroi interne de la cuve. Cette zone qui correspond en effet à la zone susceptible de présenter des DSR est la plus sensible à l'irradiation. Ces contrôles ont mis en évidence la présence d'une trentaine de défauts de type DSR sur l'ensemble du parc.

Les parties examinées par ultrasons dans la zone du cœur sont indiquées sur la figure 5. Cet examen n'est pas destiné à rechercher des DDH en profondeur, mais il aurait détecté des DDH présents dans les vingt-cinq premiers millimètres.

Défauts de fabrication dans les viroles des cuves françaises et impact de la découverte de défauts dans les viroles des cuves belges

Malgré une conception et une fabrication soignées des cuves françaises, certains défauts ont néanmoins pu s'y former en cours de fabrication. Les principaux sont des défauts sous revêtement (DSR) et des défauts dus à l'hydrogène (DDH). Il existe aussi des défauts plus petits de type microfissure.

↳ **Conception** : pour l'ensemble des situations de fonctionnement du réacteur prises en compte dans le dimensionnement (y compris les situations accidentelles), un dossier de justification du dimensionnement mécanique de la cuve est établi par le concepteur. Il vise à démontrer la tenue mécanique de celle-ci en tenant compte des coefficients de sécurité prescrits par la réglementation française. En particulier, le risque de rupture brutale est examiné : le rayonnement neutronique du cœur induit en exploitation une baisse de la ductilité (= capacité du matériau à se déformer sans se rompre) de plus en plus importante d'une partie de l'acier des viroles de cuve. L'analyse de la résistance à la rupture brutale revêt donc une grande importance dans la démonstration de sûreté ; lors des visites décennales, les résultats conditionnent l'aptitude à la poursuite de l'exploitation des réacteurs.

Seules certaines cuves bien identifiées sont affectées par des DSR car, à la suite de leur découverte en 1979, le procédé de soudage a été amélioré. Aucun DSR n'a été découvert dans les parois des cuves fabriquées en France par la suite.

Concernant la zone des viroles de cœur, une trentaine de défauts de type DSR ont été répertoriés sur l'ensemble du parc, répartis dans huit cuves. La cuve du réacteur n° 1 de la centrale du Tricastin est la plus affectée, avec une vingtaine de DSR, et six cuves ne présentent qu'un seul DSR. Le plus grand défaut est situé dans la paroi de la cuve du réacteur n° 1 du Tricastin et mesure 11 mm, incertitudes de mesure comprises. Ces défauts sont surveillés en service par des contrôles spécifiques périodiques ; aucune évolution n'a été constatée jusqu'à ce jour. Par ailleurs, des analyses mécaniques détaillées ont permis de conclure à l'absence de nocivité de ces défauts, pour lesquels il est demandé à EDF de maintenir en permanence, dans le cas de la cuve de Tricastin 1, une température de 20 °C pour l'eau injectée dans le circuit primaire en accident, afin de limiter l'amplitude du choc froid sur cette cuve.

Un des risques lors du forgeage des viroles est l'apparition de DDH. Pour éviter l'apparition de tels défauts dans les cuves françaises, le taux d'hydrogène dans l'acier est contrôlé lors de la coulée et un traitement thermique spécifique est, si nécessaire, réalisé lors du forgeage pour réduire le taux d'hydrogène dans la pièce métallique. Au cours des cinquante dernières années, seules quelques pièces destinées à des installations du parc nucléaire français ont présenté ponctuellement des DDH. Elles ont été mises au rebut sans discussion à la suite des contrôles réalisés par le fabricant.

Après la découverte des indications présentes dans les cuves de Doel 3 et de Tihange 2, une vérification des dispositions prises lors de la fabrication des cuves françaises a été engagée par EDF et le constructeur sur la base des documents de fabrication de ces cuves. Les éléments disponibles ne conduisent pas à suspecter la possibilité, pour les cuves françaises, d'une situation similaire à celle rencontrée à Doel 3 et Tihange 2, compte tenu des dispositions et des contrôles de fabrication effectués depuis l'origine pour les cuves du parc français.

Néanmoins, le contrôle en service de la zone de cœur des cuves françaises, réalisé tous les 10 ans, ne porte que sur une épaisseur de 25 millimètres à partir de la paroi interne et ne concerne donc pas toute l'épaisseur des viroles des cuves.

C'est pourquoi l'IRSN a recommandé qu'EDF procède à une formalisation des analyses documentaires réalisées sur les modalités de fabrication et de contrôle des cuves, ainsi qu'à la réalisation, dès 2013, de contrôles par ultrasons de la totalité de l'épaisseur de viroles de cuves, analogues à ceux faits pour les cuves de Doel 3 et Tihange 2.

Conclusion

Les informations disponibles ne conduisent pas à suspecter la présence, dans les parois des cuves du parc électronucléaire français, de défauts de fabrication analogues, en nombre et dimensions, à ceux découverts dans les cuves des réacteurs n° 3 de Doel et n° 2 de Tihange.

Les contrôles par ultrasons de la totalité de l'épaisseur de viroles de cuves qui seront réalisés par EDF, pour les premiers en 2013, permettront de vérifier de façon exhaustive l'absence de défauts.